

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

BRUNO RAMOS CHRISTÓFARO

**ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO EM *OFFSHORE* PARA A
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LITORAL DO PARANÁ.**

PONTAL DO PARANÁ
2010

BRUNO RAMOS CHRISTÓFARO

ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO EM *OFFSHORE* PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO LITORAL DO PARANÁ.

Monografia apresentada à disciplina de Estágio Supervisionado I como requisito parcial à conclusão do Curso de Oceanografia com Habilitação em Pesquisa Oceanográfica, Setor de Ciências da Terra, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Dr. Carlos Aurélio Nadal
(Depto. De Geomática/UFPR)

Orientador: Dr. Carlos Roberto Soares
(CEM/UFPR)

PONTAL DO PARANÁ
2010

TERMO DE APROVAÇÃO


Bruno Ramos Christófaro

“Estudo do potencial eólico em offshore para a geração de energia elétrica em uma localidade do litoral do Paraná empregando o software Alwim”

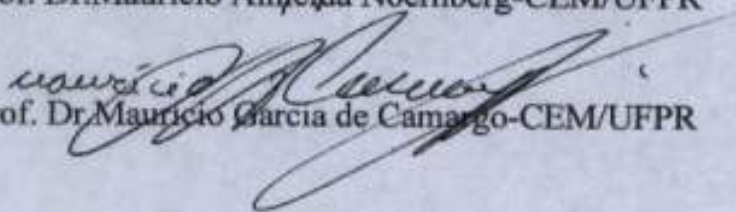
Monografia aprovada como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Oceanografia, da Universidade Federal do Paraná, pela Comissão formada pelos professores:



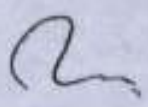


Prof. Dr. Carlos Roberto Soares-CEM/UFPR



Prof. Dr. Mauricio Almeida Noernberg-CEM/UFPR



Prof. Dr. Mauricio Garcia de Camargo-CEM/UFPR



Prof. Dr. Carlos Aurélio Nadal-Departamento Geomática/UFPR
Presidente

Pontal do Paraná, 12 de novembro de 2010.

**Dedico este trabalho a minha querida família, que sempre
ajudou-me nos momentos mais difíceis.**

**Mauro Christófaró
Janice Maria Ramos
Mariane Ramos Christófaró**

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me apoiaram e ajudaram desde que iniciei o curso em 2005, e principalmente quando cheguei em Pontal do Paraná, no ano de 2008.

Meus queridos pais e irmã que sempre me ajudaram em tudo, fizeram o possível e o impossível para eu estar aqui.

A Camila Collaço Machado, Marilza Collaço e Silvio Rodrigues Machado, que acreditaram em mim e no meu potencial, mostrando o caminho para o ingresso na Universidade Federal do Paraná, tornando o meu sonho de concluir o curso de Oceanografia possível.

Aos Professores Carlos Roberto Soares e Carlos Aurélio Nadal que aceitaram o desafio de me orientar em um estudo que é novo e um pouco fora do que aprendemos no curso de Oceanografia, e claro pelo total apoio do Professor Carlos Roberto Soares tanto na vida acadêmica quanto na vida pessoal que foi e será de enorme utilidade.

Em especial meus queridos amigos de Iguape, Camila Rodrigues, Ciro Seiji, Diego Hideki, Everson Marques, Fellipe Fortes, Fernando Azevedo, Gustavo Bernardino, Joaquim Ribeiro, Lucas Silva, Marina Azevedo, Paulo Junior, Rafael Xavier, Raphael Rollo, Ricardo André, Ricardo Massami e Wagner Yanaguizawa, que sempre e incondicionalmente estiveram ao meu lado nos momentos mais difíceis de minha vida, procurando me apoiar. Com o ânimo fornecido por eles, tive um motivo a mais para a realização deste trabalho.

Ao Grupo de Física Marinha do Centro de Estudos do Mar da Universidade Federal do Paraná pela cessão dos dados do anemômetro do período de 2007 a 2009.

Agradeço a Universidade Federal do Paraná pelos programas de bolsas de estudos que disponibiliza para os discentes, sendo eu, um dos contemplados. Se não fosse por tais bolsas de estudos, muito provavelmente não poderia concluir o curso.

E por fim, a todos os Professores por todo o conhecimento fornecido, e aos Funcionários do Centro de Estudos do Mar, pelo conforto que fornecem para todos os alunos, tornando, assim, o curso mais proveitoso.

*Um dia, quando olhares para trás, verás que os dias mais belos foram aqueles em que
lutaste.*

Sigmund Freud.

RESUMO

O trabalho consiste no estudo da viabilidade técnico-econômica da utilização da energia eólica no balneário de Pontal do Sul, Município de Pontal do Paraná - PR, Brasil, tanto em ambiente de costa-afora (*offshore*) como costa-adentro (*onshore*). A pesquisa inicia mostrando um balanço geral do assunto, situando o leitor no cenário eólico mundial, europeu, brasileiro e paranaense. Logo após, foi feita uma revisão bibliográfica sobre os princípios estatísticos para o aproveitamento eólico, bem como os tipos de turbinas, fundações e aspectos gerais do *software* livre ALWIN, o qual será utilizado neste trabalho. Os dados utilizados no estudo têm uma abrangência de 3 anos, entre janeiro de 2007, até dezembro de 2009. A velocidade média dos ventos foi de apenas 3,43 m/s sendo que para o aproveitamento eólico é necessário no mínimo 6 m/s. Os padrões de direção dos ventos revelou o domínio na região dos setores SSW, S, SSE, ESE e E, ocorrendo ventos com mais frequência no setor S (4,7 %) seguido por E (4,6 %). Em relação aos gráficos de calmaria, foi verificado que os ventos de Pontal do Sul, em 31,4% dos dados utilizados, ficaram abaixo da velocidade de 2,0 m/s, tendo períodos máximos nessa velocidade de até 26 horas seguidas, sendo um tempo extremamente longo para a geração eólica. Os mesmo dados revelaram que as maiores velocidades de vento ocorrem no período da tarde e noite, mesmo assim, são consideradas velocidades baixas não passando de 4,5 m/s em média. Os valores do fator de capacidade encontrados são extremamente baixos, mesmo utilizando o melhor modelo de aerogerador para a região, o ENERCON E-48, foi encontrado o máximo de 15,9% para terra e de 8,9% para costa-afora quando em regiões como o Ceará e Rio Grande do Norte possuem valores de fator de capacidade de 40% sendo os maiores do Brasil. Após o processamento dos dados, chegou-se a conclusão que Pontal do Sul não é viável para a instalação de turbinas eólicas. Em relação aos tipos de fundação, a região mostrou-se apta a receber esses tipos de estruturas. Os modelos de fundação que poderiam ser utilizados são do tipo *Monopile*, *Jacket*, *Tripod*, *Tripile* e *Bucket*, pois todos podem ser fundeados no sedimento arenoso, que domina a costa central do litoral paranaense. A região que poderia receber as fundações para a instalação de um parque eólico fica bem próxima da estação meteorológica de Pontal do Sul, estando inserida dentro da área de fundeadouro dos navios que aguardam a entrada para o porto de Paranaguá. Porém, além do fundeadouro do porto, ocorrem outros conflitos, como rotas migratórias de aves, navios afundados que servem de abrigo para organismos marinhos e também recifes de corais artificiais. Também na região existem dois parques nacionais, o de Superagui e o da Ilha dos Currais, limitando ao extremo empreendimentos deste porte na região.

Palavras-chave: Energia Eólica, Offshore, Distribuição de Weibull, Software Alwin, Paraná.

ABSTRACT

The work consists to study the technical and economic feasibility of using wind energy in the resort town of Pontal do Sul, Pontal do Paraná - PR, Brazil, both in the offshore environment as onshore. The research starts showing an overall picture of the subject, placing the reader in the world wind scenario, european, brazilian and paranaense. Soon after, there was a review on statistical principles for the use of wind, and the types of turbines, foundations and general aspects of free software Alwin, which will be used in this work. The data used in the study have a range of three years from January 2007 until December 2009. The average wind speed was only 3.43 m / s while those for wind energy utilization is necessary for at least 6 m / s. The patterns of wind direction in the region revealed the dominance of the sector SSW, S, SSE, ESE and E winds occurring most frequently in the sector S (4.7%) followed by E (4.6%). As for the graphics of calm, it was found that the winds of Pontal do Sul, in 31.4% of the data used were below the speed of 2.0 m / s, with peak periods at this speed of up to 26 hours straight, and an extremely long time to wind generation. The same data revealed that the highest wind speeds occur during the afternoon and night, yet are not considered low speeds from 4.5 m / s on average. The capacity factor values found are extremely low, even using the best model of wind generator for the region, the ENERCON E-48, found the maximum of 15.9% to 8.9% of land and coast-to beside where in regions like Ceará and Rio Grande do Norte have values of capacity factor of 40% being the largest in Brazil. After processing the data, we reached the conclusion that Pontal do Sul is not feasible to install wind turbines. The kinds of foundation, the region proved to be able to receive these types of structures. The models of foundation that could be used are the type Monopile, Jacket, Tripod, and Tripile Bucket, because everyone can be anchored in sandy sediment, which dominates the central coast of Paraná. The region could receive the foundations for the installation of a wind farm is right next to the meteorological station of Pontal do Sul, since it is incorporated within the area of anchorage of ships awaiting entry to the port of Paranaguá. But besides the anchorage of the port, there are other conflicts as migratory routes of birds, sunken vessels that serve as shelter for marine organisms and also artificial reefs. Also in the region there are two national parks, Superaguí and Island of Corrales, limiting the extreme developments of this size in the region.

Keywords: Wind Energy, Offshore, Weibull Distribution, Software Alwin, Paraná.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – POTÊNCIA INSTALADA ACUMULADA NO MUNDO	7
FIGURA 2 – CAPACIDADE DE INSTALAÇÃO MUNDIAL ANUAL DIVIDIDO EM REGIÕES.....	8
FIGURA 3 – POTENCIAL EÓLICO INSTALADO NA EUROPA ACUMULATIVO (AZUL CLARO) E ANUAL (AZUL ESCURO).....	10
FIGURA 4 – CURVA DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA.....	14
FIGURA 5 – INFLUÊNCIA DO PARÂMETRO DE FORMA c NO PARÂMETRO DE FORMA a	16
FIGURA 6 – AEROGERADOR TIPO <i>DARRIEUS</i>	17
FIGURA 7 – AEROGERADOR TIPO <i>SAVONIUS</i>	18
FIGURA 8 – ROTOR TIPO MULTIPÁS.....	19
FIGURA 9 – ROTOR TIPO HÉLICE COM ROTOR A BARLAVENTO DA TORRE.....	20
FIGURA 10 – ROTOR TIPO HÉLICE COM ROTOR A SOTAVENTO DA TORRE.....	20
FIGURA 11 – FUNDAÇÃO DO TIPO MONO-ESTACA (<i>MONOPILE</i>).....	21
FIGURA 12 – FUNDAÇÃO DO TIPO <i>JACKET</i>	22
FIGURA 13 – FUNDAÇÃO DO TIPO TRIPÉ.....	23
FIGURA 14 – FUNDAÇÃO DO TIPO TRI-ESTACAS.....	24
FIGURA 15 – FUNDAÇÃO DO TIPO GRAVIDADE.....	25
FIGURA 16 – FUNDAÇÃO DO TIPO VÁCUO.....	26
FIGURA 17 – DIREÇÃO E VELOCIDADE DOS VENTOS. O GRÁFICO A REPRESENTA A DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO (<i>WIND DIRECTION STATISTICS</i>). O GRÁFICO B (<i>AVERAGE AND MAXIMUM WIND SPEEDS</i>) REPRESENTA AS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E MÁXIMAS (SALMÃO) EM CADA QUADRANTE.....	36
FIGURA 18 – PADRÃO DIÁRIO DE VENTO E CALMARIAS. O GRÁFICO A REPRESENTA O PADRÃO DIÁRIO DAS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E DOS DESVIOS PADRÕES (SALMÃO) DO VENTO EM 24 HORAS. O GRÁFICO B REPRESENTA A DURAÇÃO DAS CALMARIAS EM MINUTOS COM VELOCIDADES MENORES QUE 3.0 m/s (AZUL) E 5.0 m/s (SALMÃO).....	37
FIGURA 19 – CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR WKA 450 kW.....	38
FIGURA 20 – CÁLCULO DA POTÊNCIA MÉDIA, ENERGIA PRODUZIDA E O FATOR DE CAPACIDADE DOS DADOS MEDIDOS E DOS DADOS DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL. O EIXO Y REPRESENTA A POTÊNCIA UTILIZADA EM % E O EIXO X A % DOS DADOS QUE FORAM UTILIZADOS EM CADA FAIXA DA POTÊNCIA DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL (EM VERMELHO).....	39
FIGURA 21 – MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO (QUADRADO BRANCO) E DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL (EM VERMELHO).....	42
FIGURA 22 – DIAGRAMA DA ROSA DOS VENTOS PARA PONTAL DO SUL DE 1996 A 1999.....	43
FIGURA 23 – DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO DE PONTAL DO SUL.....	48
FIGURA 24 – DIREÇÃO E VELOCIDADES DOS VENTOS EM PONTAL DO SUL. A FIGURA A REPRESENTA A DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO. A FIGURA B REPRESENTA AS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E MÁXIMAS (SALMÃO) EM	

CADA QUADRANTE.....	50
FIGURA 25 – CALMARIAS EM PONTAL DO SUL. O GRÁFICO A REPRESENTA O PADRÃO DIÁRIO DAS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E DOS DESVIOS PADRÕES (SALMÃO) DO VENTO EM 24 H. O GRÁFICO B REPRESENTA A DURAÇÃO DAS CALMARIAS EM MINUTOS COM VELOCIDADES MENORES QUE 1.0 m/s (AZUL) E 2.0 m/s (SALMÃO).....	52
FIGURA 26 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-44 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m.....	55
FIGURA 27 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-44 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m.....	56
FIGURA 28 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-48 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m.....	58
FIGURA 29 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-48 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m.....	59
FIGURA 30 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-70 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m.....	61
FIGURA 31 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-70 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m.....	62
FIGURA 32 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-82 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m.....	64
FIGURA 33 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-82 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m.....	65
FIGURA 34 – CORRENTES DE RETORNO E MEGA-CORRENTES DE RETORNO NO BALNEÁRIO DE PRAIA DE LESTE.....	69
FIGURA 35 – DISTRIBUIÇÃO DA MÉDIA GRANULOMÉTRICA NOS SEDIMENTOS DE FUNDO DA FACE DA COSTA DA PORÇÃO CENTRAL DO LITORAL PARANAENSE.....	72
FIGURA 36 – LOCAL PARA INSTALAÇÃO DE UM PAQUE EÓLICO NO BALNEÁRIO DE PONTAL DO SUL. ÁREA RETANGULAR EM PRETO.....	74
FIGURA 37 – PARQUES E HABITATS ESPECIAIS NO LITORAL CENTRAL PARANAENSE.....	76
FIGURA 38 – BATUÍRA-DE-BANDO (<i>Charadrius semipalmatus</i>).....	77

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO.....	6
TABELA 2 – NOVAS INSTALAÇÕES EÓLICAS PELO MUNDO.....	8
TABELA 3 – MAIORES POTÊNCIAS EÓLICAS ATÉ 2009.....	8
TABELA 4 – METAS PARA A GERAÇÃO EÓLICA NA COMUNIDADE EUROPEIA.....	9
TABELA 5 – PRINCIPAIS PAÍSES EUROPEUS COM TECNOLOGIA <i>OFFSHORE</i> EM 2009.....	10
TABELA 6 – RESTRIÇÕES E DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA.....	31
TABELA 7 – RANKING DE LOCAIS FAVORÁVEIS À INSTALAÇÃO EÓLICA EM <i>OFF-SHORE</i>	31
TABELA 8 – FATOR p PARA DIFERENTES TIPOS DE SUPERFÍCIE.....	33
TABELA 9 – RUGOSIDADE SUPERFICIAL PARA CÁLCULO DA LEI LOGARÍTMICA.....	34
TABELA 10 – ESTATÍSTICA DOS VENTOS A 10 m PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL.....	49
TABELA 11 – SETORES, FREQUÊNCIAS, MÉDIAS E MAXIMAS VELOCIDADES DO VENTO PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL.....	51
TABELA 12 – REGIME DIÁRIO DE VENTOS PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL.....	53
TABELA 13 – ANÁLISE DAS CALMARIAS PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL.....	53
TABELA 14 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-44.....	55
TABELA 15 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.0002$ NO MODELO E-44.....	57
TABELA 16 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-48.....	58
TABELA 17 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.0002$ NO MODELO E-48.....	60
TABELA 18 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-70.....	61
TABELA 19 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.0002$ NO MODELO E-70.....	63
TABELA 20 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-82.....	64
TABELA 21 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.0002$ NO MODELO E-82.....	66
TABELA 22 – VALORES TOTAIS DA POTÊNCIA MÉDIA, PRODUÇÃO TOTAL E FATOR DE CAPACIDADE PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL.....	67
TABELA 23 – VALORES DE ALTURA, PERÍODO E DIREÇÃO DE ONDAS ENTRE AGOSTO E DEZEMBRO DE 1982.....	68

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ENERGIA EÓLICA NO MUNDO E NO BRASIL	3
2.1. INTRODUÇÃO.....	3
2.2. HISTÓRICO	4
2.3. CENÁRIO MUNDIAL	6
2.4. A EUROPA E A TECNOLOGIA <i>OFFSHORE</i>	9
2.5. O POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO.....	11
2.6. O POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DO PARANÁ.....	12
3. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO	13
3.1. FUNDAMENTOS DO APROVEITAMENTO EÓLICO.....	13
3.1.1. POTÊNCIA DO VENTO	13
3.1.2. RENDIMENTO DE BETZ.....	13
3.1.3. DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DE WEIBULL	15
3.2. AEROGERADORES.....	17
3.2.1. ROTOR DE EIXO VERTICAL	17
3.2.1.1. ROTOR TIPO DARRIEUS	17
3.2.1.2. ROTOR TIPO SAVONIUS.....	18
3.2.2. ROTOR DE EIXO HORIZONTAL	19
3.2.2.1. ROTOR MULTIPÁS.....	19
3.2.2.2. ROTOR TIPO HÉLICE	20
3.3. FUNDAÇÕES.....	22
3.3.1. FUNDAÇÃO MONO-ESTACA (<i>MONOPILE</i>)	22
3.3.2. FUNDAÇÃO <i>JACKET</i>	22
3.3.3. FUNDAÇÃO TRIPÉ (<i>TRIPOD</i>)	23
3.3.4. FUNDAÇÃO TRI-ESTACAS (<i>TRIPILE</i>).....	24
3.3.5. FUNDAÇÃO DE GRAVIDADE (<i>GRAVITY</i>).....	25
3.3.6. FUNDAÇÃO DE VÁCUO (<i>BUCKET</i>).....	26
3.4. ESFORÇOS SOBRE UM AEROGERADOR.....	27
3.4.1. CARGAS ESTACIONÁRIAS	27
3.4.2. CARGAS TRANSITÓRIAS	27
3.4.3. CARGAS CÍCLICAS.....	28
3.4.4. CARGAS ESTOCÁSTICAS.....	28
3.4.5. CARGAS DE RESSONÂNCIA	28
3.4.6. TURBULÊNCIA.....	28
3.4.7. ESFORÇOS DE ONDA	29
3.4.8. CORRENTES.....	30
3.4.9. ESFORÇOS DE GELO	30
3.4.10. CRESCIMENTO DE ORGANISMOS MARINHOS	30
3.5. SELEÇÃO DO LOCAL PARA A INSTALAÇÃO UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE.....	31
3.5.1. BATIMETRIA	31
3.5.2. FUNDAÇÕES.....	31
3.5.3. RESTRIÇÕES FÍSICAS	32
3.5.4. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO.....	33
3.5.5. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS.	33
3.6. SOFTWARE LIVRE ALWIN	35
3.6.1. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO-DIAGRAMA ROSA DOS VENTOS	36

3.6.2. DISTRIBUIÇÃO DAS CALMARIAS.....	37
3.6.3. CURVA DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES	38
3.6.4. ENERGIA GERADA	39
4. OBJETIVOS	41
4.1. OBJETIVO GERAL.....	41
4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	41
5. ÁREA DE ESTUDO	42
5.1. CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO	42
6. MATERIAIS E MÉTODOS	45
6.1. DADOS METEOROLÓGICOS	45
6.2. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO.....	46
6.3. DISTRIBUIÇÃO DE <i>WEIBULL</i>	46
6.4. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO	46
6.5. CALMARIAS DA REGIÃO	46
6.6. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS, PREVISÃO DE ENERGIA GERADA E ESCOLHA DO MELHOR AEROGERADOR	47
6.7. PADRÃO DE ONDAS E CORRENTES.....	47
6.8. COMPOSIÇÃO SEDIMENTAR E O TIPO DE FUNDAÇÃO.....	47
6.9. ÁREA PARA A INSTALAÇÃO.....	48
7. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	48
7.1. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO.....	48
7.2. DISTRIBUIÇÃO DE <i>WEIBULL</i>	49
7.3. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO	51
7.4. CALMARIAS DA REGIÃO	52
7.5. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS, PREVISÃO DE ENERGIA GERADA E ESCOLHA DO MELHOR AEROGERADOR	55
7.5.1. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS	55
7.5.2. AEROGERADOR ENERCON E-44.....	55
7.5.3. AEROGERADOR ENERCON E-48.....	58
7.5.4. AEROGERADOR ENERCON E-70.....	61
7.5.5. AEROGERADOR E-82	64
7.5.6. DEFINIÇÃO DO MELHOR AEROGERADOR PARA A REGIÃO.....	67
7.6. PADRÃO DE ONDAS E CORRENTES.....	68
7.7. COMPOSIÇÃO SEDIMENTAR E O TIPO DE FUNDAÇÃO.....	71
7.8. ÁREA PARA A INSTALAÇÃO.....	74
8. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80

1. INTRODUÇÃO

Desde a antiguidade, a sociedade sempre foi dependente de recursos provenientes da Terra, como a utilização de madeira e carvão para a geração de fogo, ou rochas para a fabricação de instrumentos de caça.

Com o passar dos séculos, o conhecimento humano possibilitou um avanço da tecnologia, permitindo a extração de recursos existentes no meio ambiente, melhorando as condições de vida e conforto do homem.

Na Revolução Industrial, o homem conseguiu diversificar o uso do carvão que até então era utilizado apenas para aquecedores, lareiras e fogões a lenha, passando a utilizá-lo em máquinas a vapor, tanto nas indústrias como para o transporte (trens). Passadas mais algumas décadas, o avanço tecnológico possibilitou a criação de motores à combustão, utilizando petróleo como combustível, que anteriormente à sua descoberta, era usado apenas em lâmpadas, asfalto, parafina e lubrificantes. Posteriormente, passou-se a construir toda uma matriz energética baseada neste recurso energético não-renovável.

Na década de 70 ocorreu a primeira grande crise mundial do petróleo, que afetou severamente a economia mundial, conduzindo o homem a buscar novas alternativas energéticas, sejam elas renováveis ou não-renováveis, sem afetar o ambiente.

Diversas tecnologias, que já estavam em desenvolvimento em pequena escala antes da crise do petróleo, especialmente as denominadas *Mecanismos de Desenvolvimento Limpo* (MDL), ganharam pesados investimentos, na busca de seu desenvolvimento mais efetivo e diminuição de seus custos em escala comercial, especialmente após a assinatura do Protocolo de Kyoto, por diversos países em 1997. Estas tecnologias abrangem, principalmente, o aproveitamento da energia solar, maremotriz (marés), das ondas, geotérmica, biocombustíveis e eólica (ventos).

A utilização dos ventos para a geração de energia foi uma das que adquiriram grande destaque após a crise do petróleo. Os ventos já eram utilizados até mesmo antes da Revolução Industrial, para a moagem de grãos e bombeamento de água, através de moinhos de ventos.

A Europa Ocidental foi a primeira região a começar a relacionar eficiência energética com fontes renováveis de energia, visando a sustentabilidade ambiental, social e econômica em longo prazo. Antes da década de 1970, foram feitas as primeiras tentativas para a geração de eletricidade a partir da energia eólica, porém

sem grande sucesso. Todavia, após a crise do petróleo foi desenvolvido na Dinamarca o primeiro gerador eólico de grande porte ligado à rede elétrica (ANEEL, 2005).

Hoje, na Dinamarca, considerando a fabricação, manutenção, instalação e consultorias são 16 mil empregos gerados, além de mais de 8 mil empregos no mundo relacionados à instalação e fabricação de componentes de aerogeradores (KROHN, 2002; MILLAIS & TESKE, 2005). Além de ser uma energia limpa, os empregos gerados na produção de eletricidade por meio dos ventos é cerca de 100 vezes maior do que aquela gerada por um reator nuclear, para uma mesma quantidade de energia, não produzindo resíduos nucleares (GWEC, 2009).

Até há pouco tempo, o custo mais elevado dos investimentos, quando comparados aos das usinas de petróleo e gás, inibiam os investimentos na geração de eletricidade por fontes alternativas, mas isso vem mudando com vários programas de incentivo (SALLES, 2004).

A energia provinda de fontes eólicas pode ser utilizada para gerar outras formas de energia, como o Hidrogênio, através de geradores eólicos especiais. Esses geradores, além de economizar 250 l de óleo lubrificante para a sua manutenção por ano, têm a capacidade de funcionar a velocidades maiores em relação a um gerador eólico convencional, produzindo um excedente de energia em horários de menor consumo energético, transformando essa energia em “Hidrogênio Verde”, através da eletrólise da água. Essa energia pode ser devolvida à rede em horários de pico, ou ser utilizada para outros fins, como automóveis movidos por células de Hidrogênio (SAN MARTÍN *et al*, 2004).

A energia eólica também é uma grande saída para países que tenham pequenas extensões territoriais, mas que tenham zonas costeiras, podendo então desenvolver essa tecnologia em ambientes de costa-afora (*offshore*).

O objetivo deste trabalho é analisar o potencial eólico do Balneário Pontal do Sul (PR) empregando o *software* livre ALWIM, e posteriormente o estudo da possibilidade de implantação de fazendas eólicas tanto em costa-adentro (*onshore*) como costa-afora (*offshore*) na região da desembocadura do Complexo Estuarino de Paranaguá.

2. ENERGIA EÓLICA NO MUNDO E NO BRASIL

2.1. INTRODUÇÃO

A origem dos ventos ocorre devido à dinâmica atmosférica terrestre, sendo causado pelos gradientes de pressão da atmosfera e também pelo movimento de rotação da Terra. Os gradientes de pressão, por sua vez, são criados devido aos gradientes existentes de temperatura na superfície terrestre e também ao aquecimento desigual da superfície, sendo mais quente em baixas latitudes (Equador) e mais frio nas altas latitudes (Pólos). Devido a essas diferenças de temperatura, ocorre o movimento da atmosfera terrestre buscando o equilíbrio dinâmico desse ambiente, gerando os ventos, sendo esse efeito permanente na dinâmica terrestre, considerado então uma fonte de energia renovável.

Atualmente, a humanidade é fortemente dependente da energia, e a tendência é que essa demanda aumente, tornando-se um enorme desafio supri-la sem degradar o meio ambiente. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que, seguindo os padrões atuais, a demanda mundial por eletricidade poderá dobrar entre 2002 e 2030 (MILLAIS, 2005). Até 2030, o setor energético, fortemente dependente de combustíveis fósseis, poderá ser responsável por 45% das emissões globais de Carbono. No sentido de não degradar o meio ambiente, a energia eólica dispõe de tecnologias já comprovadas para responder a esses problemas em escala global (MILLAIS, 2005). A geração eólica se utiliza de uma fonte que evita por completo a emissão dos gases de efeito estufa (MILLAIS & TESKE, 2005). A geração de eletricidade por fontes eólicas reduz a geração de energia por outras fontes, poupando assim recursos naturais, diminuindo a emissão de poluentes e gases nocivos na atmosfera e poupando recursos hídricos dos reservatórios, principalmente em épocas de escassez chuvas (DALMAZ *et al.*, 2007). As usinas eólicas, hoje instaladas na Europa, eliminam a emissão de mais de 50 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano (MILLAIS, 2005).

A energia provinda de fontes eólicas é um recurso abundante e, além de segura e limpa, não há custos com aquisição de combustíveis e riscos com preços de combustíveis a longo prazo (MILLAIS, 2005). No mundo, estima-se que o potencial eólico tecnicamente aproveitável seja maior do que o dobro do consumo mundial de eletricidade previsto para 2020, e a energia eólica é a fonte energética de maior crescimento (EWEA, 2005). Este tipo de geração de energia tem vantagem em relação às demais fontes alternativas, por já existir uma tecnologia desenvolvida, onde parques eólicos já estão sendo construídos para o fornecimento de energia em escala

equivalente às usinas de fontes convencionais (DALMAZ *et al.*, 2007). Todo o sucesso da indústria eólica até os dias de hoje foi impulsionado pelos esforços de poucos países, principalmente Dinamarca, Alemanha e Espanha, ficando evidente que com esforços dos demais países o impacto seria ainda maior (MILLAIS, 2005).

Apesar de todas as colocações acima, o tipo de geração de energia proveniente de fontes eólicas sofre objeções contra sua utilização em grande escala, pois os geradores eólicos dependem exclusivamente dos regimes de ventos e da dinâmica atmosférica de cada região.

A energia eólica, ao contrário das formas convencionais de geração de energia, não apresenta uma fácil previsão da quantidade de energia que será gerada, pois uma planta eólica depende da velocidade e direção do vento naquela localidade e essas condições não podem ser controladas, devido à característica do vento possuir variações espaciais, tanto na superfície quanto na altura, e contar com uma característica aleatória muito importante (LACERA & XIBERTA, 2004).

Até há pouco tempo, eram tímidos os investimentos espontâneos de empreendedores neste setor, aumentando ao longo dos últimos anos devido a vários fatores que contribuíram para a redução dos custos da energia eólica, como o avanço tecnológico, crescente preocupação com o meio ambiente, pressão contrária da sociedade contra os meios convencionais e, principalmente, políticas governamentais de incentivos à geração eólica e desenvolvimento tecnológico (SALLES, 2004).

Empresas de geração de energia elétrica estão investindo em geração eólica, assim como outras fontes renováveis, e os principais motivos são: recebimento de subsídios; *marketing* por estar investindo em fontes renováveis e contribuindo para a preservação do meio ambiente, ou por serem obrigadas, por seus governos, a contribuírem na diversificação da matriz energética (SALLES, 2004).

2.2. HISTÓRICO

Uma das principais formas de se aproveitar a força dos ventos, ao longo dos séculos, foi através dos moinhos de vento. Os moinhos já existiam antigamente e eram utilizados com a força das águas. Os primeiros registros de moinhos de vento datam do século VII, (ano 644), na Pérsia, onde atualmente se localiza o Irã, apresentando vantagens em relação aos movidos pela água devido à maior disponibilidade dos ventos em relação aos cursos de água, que nem sempre ficavam próximos de onde eram necessários. Os moinhos de vento foram utilizados na Europa por mais de 600 anos, do século XII até o início do século XIX. Durante este período, a

força do vento foi usada para diversos processos tais como: moagem de grãos, bombeamento de água e para movimentar serrarias, entre outros (DALMAZ *et al.*, 2007).

A força do vento foi bastante explorada nos Estados Unidos para o bombeamento de água, onde eram empregados rotores eólicos do tipo multipás. Nesta época, este tipo de rotor, chegou a ser produzido de forma industrial, chegando a milhares por ano. Inclusive no Brasil, pelos anos de 1880, existiram algumas fábricas desse tipo de máquina (AMARANTE *et al.*, 2001).

A utilização do vento para a geração de energia elétrica teve como início o final do século XIX, com a primeira turbina eólica para a geração de eletricidade desenvolvida pelo americano Charles Brush (1849-1929), em 1888, cuja energia gerada era armazenada em baterias. A turbina eólica de Brush era composta de um gerador de 12 kW e 144 pás de madeira com 17 m de diâmetro e esteve em operação por 20 anos (KROHN, 2003).

Durante os anos de operação da turbina eólica de Brush, outro pioneiro se destacou melhorando o modelo das turbinas existentes na época. Poul la Cour (1846-1908), nascido na Dinamarca, descobre que uma turbina eólica com menor número de pás e maior velocidade de rotação é mais adequada à geração de energia elétrica. É considerado o pioneiro no desenvolvimento dos modernos aerogeradores e conhecido por seus experimentos com modelos de aerogeradores em pequenos túneis de vento (POUL LA COUR, 2003; KROHN, 2003).

Por volta de 1930, nos EUA, passou-se a usar a energia eólica para produzir energia elétrica com pequenos aerogeradores ligados a baterias, o que possibilitou o acesso à eletricidade de pequenas comunidades afastadas dos centros urbanos. A geração eólica isolada foi perdendo força com o passar dos tempos devido à chegada de eletricidade por meios de cabos até essas regiões (AMARANTE *et al.*, 2001).

Experimentos de produção eólico-elétricas já se destacavam nos Estados Unidos e Europa nas décadas de 1940 e 1950. Pode-se dizer que o protótipo dos modernos aerogeradores foi desenvolvido primeiramente na Alemanha por volta de 1955, com pás fabricadas com materiais compósitos, controle de passo da pá e torre tubular (AMARANTE *et al.*, 2001).

Nas décadas de 1970 e 1980 houve um forte impulso para as formas alternativas de produção de energia, devido a primeira grande crise do petróleo. Vários países, principalmente europeus e os Estados Unidos, passaram a despender recursos em estudos de novas formas de geração de energia, onde a energia eólica foi incluída. Na década de 1980, nos EUA, parques eólicos de grande escala, ligados diretamente à rede elétrica, já completavam a produção de energia (DALMAZ *et al.*,

2007). A primeira turbina eólica ligada à rede elétrica pública foi instalada na Dinamarca em 1976 (ANEEL, 2005). O Brasil também entrou nessa busca, com um projeto conjunto entre os institutos de pesquisa aeroespaciais do Brasil e da Alemanha, que permitiu o desenvolvimento de uma turbina de 100 kW, batizada com o nome de DEBRA (DEBRA = deutsch brasileira) (AMARANTE *et al.*, 2001).

Atualmente, a produção bruta mundial de eletricidade pelo setor eólico está avaliada em 158,5 GW, cuja capacidade líquida de produção, entretanto, é bem menor, pois os geradores eólicos dependem exclusivamente dos regimes de ventos e da dinâmica atmosférica de cada região. Essa capacidade total de energia é capaz de evitar a emissão de 158 milhões de t por ano de CO₂, caso essa energia fosse produzida a partir de fontes fósseis. Os Estados Unidos é o maior produtor mundial, com 35 GW instalados, tendo um crescimento de 39% em apenas um ano (2008-2009). A China acompanhou esse crescimento, tendo 25,8 GW instalados, aumentando 114% no mesmo período. Com esse crescimento, acabaram ultrapassando a Alemanha, que até então era a maior produtora mundial. Na Europa, os maiores produtores de energia eólica são a Alemanha (25,7 GW), a Espanha (19,1 GW) e a Itália (5 GW) (GWEC, 2009).

Estima-se que o custo de instalação de uma turbina eólica moderna esteja em torno de US\$ 1.000 / kW (ANEEL, 2005). No Brasil, este valor é maior, em torno de 60%, segundo Molly (2005). Existem muitos problemas a serem resolvidos, mas de qualquer forma, a energia dos ventos já vem se mostrando como uma fonte bastante promissora e ainda muito pouco explorada na maior parte do mundo (DALMAZ *et al.*, 2007).

2.3. CENÁRIO MUNDIAL

Um século após a invenção da primeira turbina eólica para a produção de energia elétrica por Charles Brush (1888), na década de 1980 a contribuição da energia eólica para a geração de energia elétrica, no mundo, era insignificante (DALMAZ *et al.*, 2007).

Mesmo com a crise do petróleo da década de 1970, que incentivou a busca por geração de energia através de fontes alternativas, sem poluir o ambiente, na tentativa de diversificar a matriz energética, poucas mudanças foram verificadas nesse cenário após quase 3 décadas, como pode ser observado na tabela 1

TABELA 1 - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO		
FONTE	1980 (%)	2004 (%)
Fóssil	69,30	67,96
Hídrica	23,50	19,71
Nuclear	6,90	9,83
Outros	0,30	2,50

FONTE: EIA (2005)

Na década de 1990, intensificaram-se, principalmente na Alemanha e Espanha, vários investimentos e incentivos na pesquisa e desenvolvimento de fontes alternativas de energia devido à preocupação com a preservação ambiental, o que gerou um impulso à expansão da energia eólica nestes países. Após este marco, vários países estabeleceram metas e projetos de incentivo, além de apoio financeiro, para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia (DALMAZ *et al.*, 2007).

Em 1990, a potência eólica instalada no mundo era inferior a 2 GW. Em 1994, havia subido para mais de 3,5 GW, já em 1998 atingiu os 10 GW e, em 2000, a capacidade instalada era superior a 15 GW. Nos dias de hoje, vários países já ultrapassaram esses valores como EUA, China e Alemanha.

Nos países europeus, constata-se um crescimento da utilização da energia eólica como forma de diversificar a matriz energética, ajudar no suprimento da demanda de energia e diminuir o impacto da geração de energia no meio ambiente.

No final do ano de 2009, 47% do total de potência eólica instalada no mundo estava na Europa, com outros mercados em ascensão, como a Ásia (25%) e América do Norte (24%). Ainda em 2009, 158 GW de potência estavam instaladas em mais de 70 países no mundo (Figura 1) sendo, 74,7 GW na Europa (GWEC, 2009). Na Tabela 2 é possível observar o crescimento de outros mercados em relação ao ano de 2004, quando a Europa detinha 72% do mercado mundial.

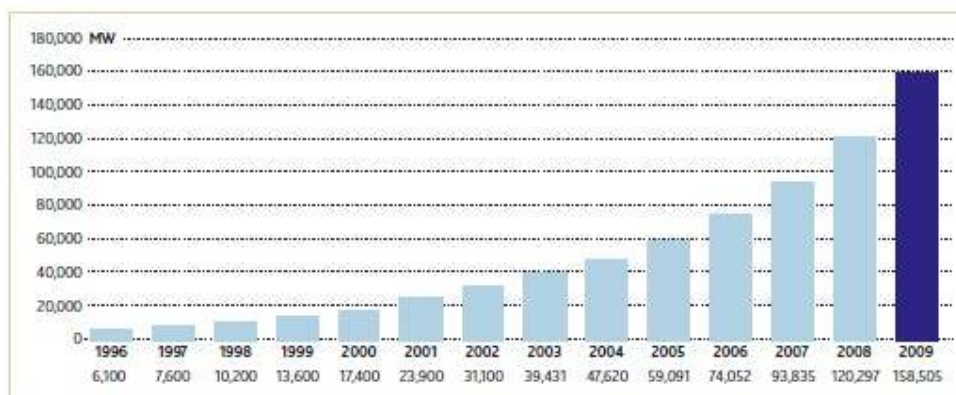


FIGURA 1 – POTÊNCIA INSTALADA ACUMULADA NO MUNDO. FONTE: GWEC (2009)

A China foi o país que teve maior ascensão em menor tempo (Figura 2), quase dobrando a capacidade de instalação na região Asiática em apenas um ano.

TABELA 2 - NOVAS INSTALAÇÕES EÓLICAS PELO MUNDO

REGIÕES	2004		2009	
	(%)	POTÊNCIA (MW)	(%)	POTÊNCIA (MW)
Europa	72,4	5.774	47,6	74.767
Ásia	15,9	1.269	25,2	39.610
América do Norte	6,4	512	24,4	38.383
Região do Pacífico	4,1	325	1,4	2.221
América Latina	0,6	49	0,8	1.274
África	0,6	47	0,5	865

FONTE: GWEC (2009)

Os países que possuem as maiores potências instaladas no mundo podem ser observados na Tabela 3. A China, no ano de 2004, por exemplo, não estava entre os maiores, e no ano de 2009 ultrapassou países como Alemanha e Espanha. O mesmo ocorreu com os EUA.

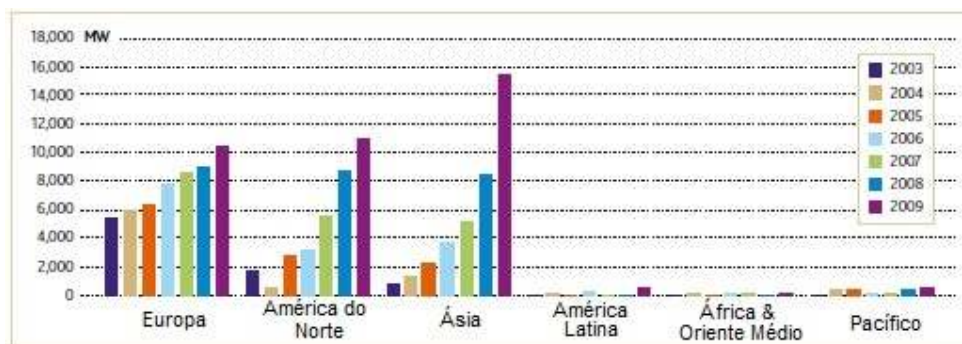


FIGURA 2 – CAPACIDADE DE INSTALAÇÃO MUNDIAL ANUAL DIVIDIDO EM REGIÕES.

FONTE: GWEC (2009).

Vários países que estão investindo em energia eólica estão traçando metas para o futuro, a fim de aumentar a contribuição da fonte eólica em sua matriz energética. Segundo a Associação Européia de Energia Eólica (EWEA), até o ano de 2020, espera-se que a geração eólica supra 10% do total de energia elétrica gerada no mundo.

TABELA 3 - MAIORES POTÊNCIAS EÓLICAS ATÉ 2009

PAÍSES	POTÊNCIA (MW)
EUA	35.064
China	25.805
Alemanha	25.777
Espanha	19.149
Índia	10.926

FONTE: GWEC (2009)

Os Estados Unidos definiram como meta que em 2020 estarão produzindo 6 % de sua eletricidade a partir da energia eólica, e já desenvolveram projetos para aproveitamento *offshore* na sua costa leste (USDOE, 2003).

2.4. A EUROPA E A TECNOLOGIA *OFFSHORE*.

A comunidade européia definiu, no final de 2003, as seguintes metas para a geração de energia por meios eólicos, descritas na Tabela 4.

TABELA 4 - METAS PARA A GERAÇÃO EÓLICA NA COMUNIDADE EUROPÉIA

	2010	2020
	75 GW	180 GW
Potência Instalada	10 GW	70 GW
	<i>offshore</i>	<i>offshore</i>
Geração de Eletricidade na Europa	5,50%	12,10%

FONTE: EWEA (2003)

As metas para o ano de 2010, em relação à capacidade instalada no continente esta próxima de ser alcançada conforme o relatório do GWEC (2009) – *Global Wind Energy Concil* - totalizando 74,7 GW. Mas em relação à capacidade instalada em ambiente *offshore* a meta para 2010 possivelmente não será atingida, pois foram instalados apenas 2,06 GW. O motivo para a meta em *offshore* não ter sido alcançada se deve ao alto valor de instalação das turbinas, além das dificuldades de transmissão até as redes de distribuição, necessitando de cabos e equipamentos sofisticados.

A tecnologia *offshore* avança mais a cada ano, pois as fazendas eólicas estão sendo instaladas cada vez mais distantes da costa, e em maiores profundidades, aumentando os custos da instalação e manutenção desses equipamentos, excluindo países que têm grande potencial eólico neste ambiente. Hoje, a distância média da costa das fazendas eólicas é de 12,9 km, e as profundidades médias em torno de 20 m (GWEC, 2009).

A energia eólica em *offshore* é bastante utilizada por países que têm pequenas extensões territoriais e que tenham extensas zonas costeiras, podendo então desenvolver essa tecnologia. Na Europa, esse tipo de tecnologia é muito comum, existindo 39 fazendas eólicas marinhas espalhadas pelo continente, totalizando 2.063 MW de capacidade instalada (Tabela 5).

**TABELA 5 - PRINCIPAIS PAÍSES EUROPEUS COM
TECNOLOGIA OFFSHORE EM 2009**

PAÍSES	POTÊNCIA (MW)
Inglaterra	883
Dinamarca	646
Holanda	247
Suécia	164
Alemanha	42
Bélgica	30
Irlanda	25

FONTE: GWEC (2009)

É possível observar o crescimento deste tipo de tecnologia no ambiente europeu, que teve um grande impulso no ano de 2009 (Figura 3).

A Europa trabalha no sentido de aproveitar a energia eólica em *offshore* ao máximo, sem perdas, e ainda distribuí-la de forma eficiente por todo seu território, utilizando *Super Grids*, que são super-redes em alto mar, que interligam as fazendas eólicas, independentemente do país em que a fazenda esteja instalada, suprimindo a demanda de um país vizinho, se necessário, contribuindo dramaticamente com a segurança energética do continente (GWEC 2009).

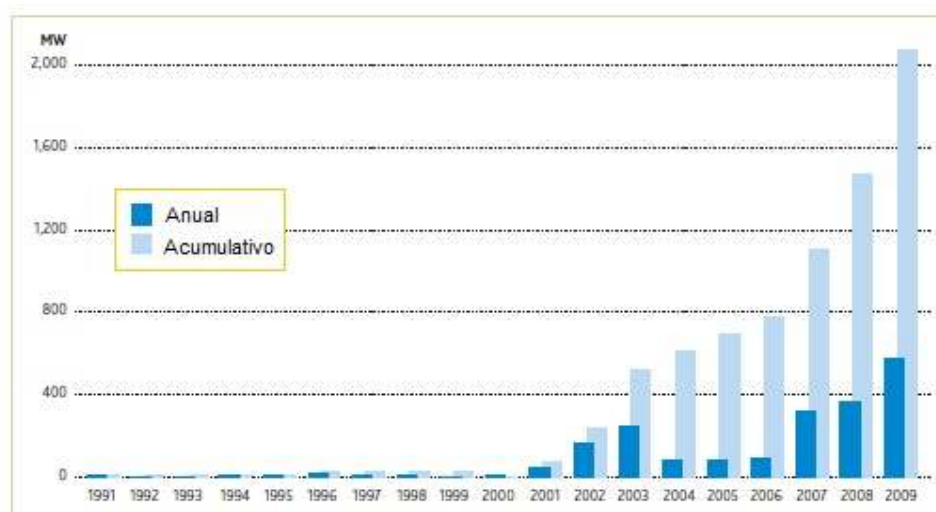


FIGURA 3 – POTENCIAL EÓLICO INSTALADO NA EUROPA ACUMULATIVO (AZUL CLARO) E ANUAL (AZUL ESCURO). FONTE: GWEC (2009).

2.5. O POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

Há anos o Brasil é considerado uma potência mundial em energias renováveis, graças ao bioetanol e ao seu parque hidroelétrico. Essa dependência da matriz brasileira entrou em crise em 2001, quando um longo período de estiagem afetou o setor energético, gerando *black-outs* (apagões) em muitas cidades e regiões industriais. Para evitar uma nova crise, o governo brasileiro criou, em 2004, um programa chamado Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa visa estimular o desenvolvimento de energia de biomassa, da energia eólica e da produção de hidroeletricidade de pequeno porte. O PROINFA tem metas a serem cumpridas, como a geração de 4,1 GW no ano de 2014, e de mais longo prazo, como para o ano de 2020, quando cerca de 10% do total de energia gerada no Brasil deverá ser proveniente de fontes renováveis. Entretanto, a meta prevista para o ano de 2006 de 1,1 GW de capacidade bruta instalada a partir de geradores eólicos ainda não foi alcançada (MIGUEL & ROSSI, 2004; PROINFA, 2004; GWEC, 2009; LUCON & GOLDEMBERG, 2009).

Na América do Sul, o Brasil é o maior produtor de energia eólica, com 606 MW de capacidade bruta instalada. De 2008 para 2009 o crescimento na produção de energia elétrica provinda de fontes eólicas foi de 77%, quase dobrando a sua capacidade em apenas um ano (GWEC, 2009). Esse forte crescimento é uma tentativa do governo de descentralizar a matriz energética brasileira, que depende quase exclusivamente, da hidroeletricidade (AMARANTE *et. al*, 2001). Segundo APEB (2001), o Brasil tem a capacidade de geração de energia eólica em torno de 143 GW, a partir de geradores de grande porte (50 m de altura). Entre 2008 e 2009 vários estados brasileiros realizaram testes a 75 m e 100 m de altura, aumentando a estimativa para 350 GW (GWEC, 2009).

Embora já existam fazendas eólicas instaladas em algumas regiões do Brasil, poucos estudos foram realizados visando analisar o potencial eólico costeiro, já que o litoral brasileiro é extenso, com aproximadamente 9.650 km. Os estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Pernambuco e Bahia são os que possuem maior potencial para a produção eólica.

Estimativas do potencial eólico em *offshore* na região Sul/Sudeste também foram efetuados através do satélite *QuickSCAT* (NASA) e de bóias oceanográficas. Os levantamentos mostraram que o potencial eólico estimado para esta região, a 80 m de altura acima da superfície oceânica, é de aproximadamente 102 GW (PIMENTA *et al.*, 2009).

Um dos problemas que impedem a expansão de energias renováveis no Brasil é o alto custo em razão do preço obtido pela energia nos leilões promovidos pelo Governo Federal, onde, de acordo com esse modelo, vencem os leilões empreendedores que oferecem uma energia a menor custo quando a usina começar a funcionar, independentemente da qualidade. Para se ter uma idéia destes custos, as usinas de Santo Antônio e Jirau, ambas hidrelétricas, atingiram um valor inferior a R\$80/MWh, enquanto que usinas de biomassa foram contratadas por uma receita fixa de R\$156/MWh e os geradores eólicos a mais de R\$200/MWh (LUCON & GOLDEMBERG, 2009).

2.6. O POTENCIAL EÓLICO DO ESTADO DO PARANÁ

No Estado do Paraná existe um único parque eólico instalado, na cidade de Palmas. É o primeiro parque eólico do sul do país, construído e operado pelas Centrais Eólicas do Paraná, uma parceria entre a COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e a *Wobben Windpower*, cuja operação foi iniciada em 1999. Neste parque, estão instalados 5 aerogeradores E-40/500 kW com diâmetro do rotor de 40 m, montados sobre torre de 45 m. Possui uma capacidade total instalada de 2,5 MW e produção anual da ordem de 5.000 MWh (DALMAZ *et al.*, 2007).

Foram feitos testes preliminares no Estado do Paraná a 50 m, 75 m e 100 m de altura, indicando um potencial, respectivamente, de 310 MW, 1.360 MW e 3.370 MW, para áreas com ventos iguais ou superiores a 7 m/s.

No ano de 2005, o consumo total no Estado foi de 22.020 GWh, sendo que a geração anual estimada, através da energia eólica, é de 13.970 GWh, mostrando que a energia eólica poderia suprir boa parte deste consumo.

A energia eólica teria uma grande utilidade nos meses de inverno no caso paranaense, visto que o regime hidrológico é baixo nesta estação, diminuindo a capacidade de produção das usinas hidroelétricas, como a de Itaipu, podendo tornar o preço da energia mais alto. Neste período do ano, o regime de ventos é mais intenso e, além disso, a densidade do vento aumenta cerca de 2%, impulsionando mais facilmente as pás dos geradores eólicos (APEP, 2009; ANEEL, 2005; MIGUEL & ROSSI, 2004; SAN MARTÍN *et al.*, 2004;).

3. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

3.1. FUNDAMENTOS DO APROVEITAMENTO EÓLICO

3.1.1. POTÊNCIA DO VENTO

A potência de entrada de um aerogerador eólico é obtida convertendo-se a força do vento em um binário atuando sobre as pás do rotor. A quantidade de energia transferida ao rotor pelo vento depende da densidade do ar, da área abrangida pelo círculo desenvolvido pelas pás do rotor e da velocidade do vento.

A energia cinética de um corpo em movimento é proporcional à sua massa, ou seja, no caso eólico, a energia cinética do vento depende da densidade do ar.

A área do rotor determina a quantidade de energia proveniente do vento que pode ser aproveitada pela turbina eólica (MIGUEL & ROSSI, 2004)

A potência do vento pode ser descrita pela equação 1, abaixo representada:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad (1)$$

Onde:

- P = Potência do vento (W);
- ρ = Densidade do ar no local (kg.m^{-3});
- A = Área varrida pelas pás do rotor (m^2);
- V= Velocidade do Vento (m.s^{-1}).

3.1.2. RENDIMENTO DE BETZ

O físico alemão Albert Betz definiu, no ano de 1919, o que hoje é denominada Lei de Betz, que somente foi publicada no seu livro *Wind Energie*, em 1926 (BRUNI & SOUZA, 2007). A Lei de Betz demonstra que quando o vento passa pela turbina eólica, o rotor diminui a velocidade do vento, absorvendo sua energia cinética transformando-a em energia mecânica necessária para provocar a rotação do rotor. Isso significa que o vento se desloca com maior velocidade antes de chegar à turbina do que após passar por ela (MIGUEL & ROSSI, 2004).

Betz provou ainda que a velocidade com que o vento efetivamente passa pelo rotor é a média entre a velocidade que chega e a velocidade que sai do rotor. Demonstrou ainda que, da potência total existente em uma corrente de vento, no máximo 59,3% (Figura 4) pode ser efetivamente aproveitada, já que a restante é perdida ao passar pela turbina. Este valor é chamado de Rendimento Limite de Betz, que indica o valor máximo do rendimento que uma máquina eólica pode atingir. Assim, este aproveitamento máximo ocorre quando a velocidade que sai da turbina é igual a 1/3 da velocidade que entra (MIGUEL & ROSSI, 2004; DALMAZ, 2007). Utilizando a equação 1, a fórmula geral para o cálculo da potência (W) de um aerogerador passa a ser:

$$P = \frac{1}{2} \times c_p \times n \times \rho \times A \times v^3 \quad (2)$$

Onde:

- c_p = Coeficiente de potência de Betz;
- n = Eficiência eletromecânica;

É importante observar que a potência do vento é proporcional ao cubo de sua velocidade, de modo que pequenos aumentos de velocidade produzem consideráveis acréscimos de potência (DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION, 2003).

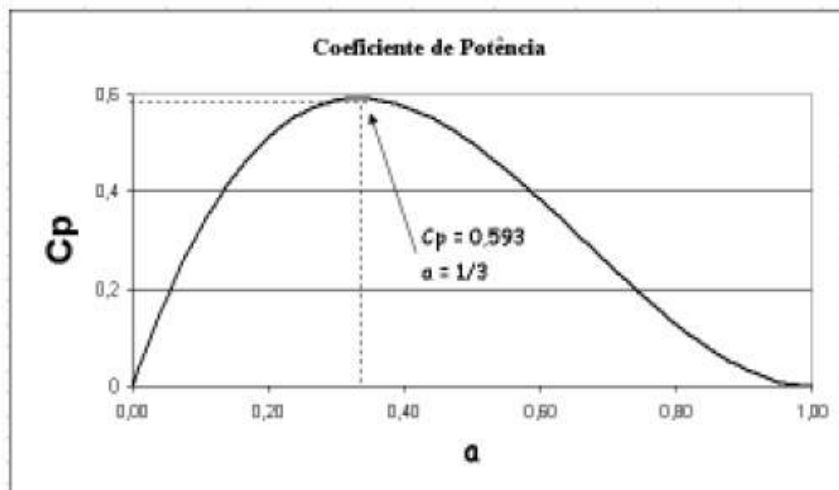


FIGURA 4 – CURVA DO COEFICIENTE DE POTÊNCIA. FONTE: DALMAZ et al. (2007).

Após a massa de ar passar pelas pás do aerogerador, ocorre uma queda brusca da pressão. Esta pressão eleva-se novamente até o valor original após a turbina eólica (MIGUEL & ROSSI, 2004).

3.1.3. DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DE WEIBULL

A distribuição estatística de Weibull foi desenvolvida na década de 1930 pelo físico sueco Wallodi Weibull (DALMAZ *et al.*, 2007). A distribuição de Weibull é muito utilizada em estudos de tempo de vida de equipamentos e estimativas de falha (MARTINS *et al.*, 2010). Mas de acordo com Bautista (2002) e Mirshawka (1979) a função de Weibull tem boa precisão na descrição das circunstâncias do vento, sendo empregada nos trabalhos de avaliação de potenciais eólicos, pois é uma distribuição contínua, bi-paramétrica¹, que usualmente mais se aproxima à distribuição discreta representada nos histogramas de velocidade. Além disso, a função de Weibull leva em conta o desvio padrão dos dados coletados, sendo este um importante parâmetro estatístico, pois introduz uma informação acerca das incertezas com que podem ocorrer as velocidades previstas a partir dos dados coletados no período (PETRY & MATTUELLA, 2007).

A Lei de Betz é dada pela equação 3 (DANTAS, 1997 *apud* MIGUEL & ROSSI 2004, p. 56):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

Onde:

- k = é o parâmetro de forma (adimensional e positivo);
- c = é o parâmetro de escala (dimensão de velocidade e positivo);
- v = velocidade do vento.

Os fatores k e c são de grande importância para a avaliação das condições do local de estudo. Curvas formadas a partir dos eixos $f(v)$ e v/c indicam a influência do fator k na curva de distribuição de Weibull (MIRSHAWKA, 1979).

¹ Utiliza 2 parâmetros para sua definição. O fator de forma k e o fator de escala c .

No *software* ALWIN, estas são substituídas por outras letras. O parâmetro de forma **k** é representado pela letra **c** enquanto que o parâmetro de escala **c** é substituído pela letra **a**

Quando o valor de **a** se aproxima de 1 e o parâmetro **c** situa-se entre 3,0 e 4,0 ocorre a formação de perfis de curva semelhantes ao da curva normal. As curvas com fatores de forma 0,5, 1,0 e 2,0 apresentam-se com perfis variáveis (Figura 5), na qual $f(v)$ é representado por $g(v)$.

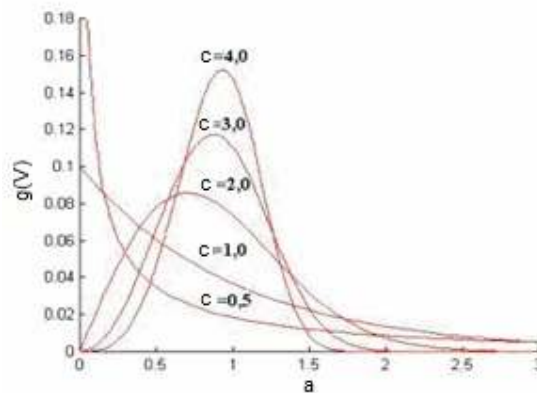


FIGURA 5 – INFLUÊNCIA DO PARÂMETRO DE FORMA **c** NO PARÂMETRO DE FORMA **a**
FONTE: PETRY & MATTUELLA (2007)

Em suma, o parâmetro de forma **c** assume valores, geralmente, entre 1,5 e 3, (MARTINEZ, 2003), e nos dá a idéia da regularidade dos ventos, ou seja quanto maior o valor de **c**, maior será a regularidade dos ventos em termos de velocidade e mais estreita será a curva de distribuição. Quando o valor de **c** for de 3,5, nos mostra que a distribuição é normal, ou seja, a distribuição de Gauss. Valores distantes dos citados revelam desigualdades nos padrões de vento e formas de curvas de Weibull, não sendo ideais (Figura 5) (PETRY & MATTUELLA, 2007; MIGUEL & ROSSI, 2004; DALMZAZ, 2007).

O parâmetro de escala **a** tem que estar próximo de 1 neste exemplo, pois ele define a escala desta distribuição que está intimamente relacionado com a velocidade média. Valores distantes de 1 demonstram grandes desigualdades nas distribuições dos dados de velocidade de vento (PETRY & MATTUELLA, 2007; MIGUEL & ROSSI, 2004; DALMZAZ, 2007).

3.2. AEROGERADORES

3.2.1. ROTOR DE EIXO VERTICAL

Os aerogeradores com rotor de eixo vertical apresentam algumas vantagens em relação aos de eixo horizontal, pois seu gerador elétrico, caixa de transmissão e os sistemas de controle podem ser montados no solo (DALMAZ *et al.*, 2007). Outra vantagem das turbinas com eixo vertical é a de que não há necessidade de controlar a orientação do rotor em relação ao vento incidente, e as pás são de mais fácil construção por apresentarem comprimento de corda constante, não sendo necessário torção nas mesmas (AMENEDO & FEITO, 2003).

Existem dois modelos principais de aerogeradores com eixo vertical, denominados *Darrieus* e *Savonius*.

3.2.1.1. ROTOR TIPO DARRIEUS

Este modelo de gerador eólico foi desenvolvido pelo engenheiro francês Georges J. M. Darrieus, em 1931. É constituído, normalmente, de duas ou três pás em formato de arco troposkiano². Uma desvantagem deste tipo de rotor é o fato de não apresentar torque de partida, o que faz necessário que se dê a partida para o início da operação (PASSOS, 1984), apresentando efeitos de sombra³ bastante elevados (Figura 6).

² Darrieus observou que ao fixar pás longas e flexíveis nos seus extremos e fazê-las girar, estas adquirem uma configuração denominada *Troposkien*.

³ Turbulência a sotavento da torre que gera o efeito de esteira significativo em relação a turbinas de eixo horizontal.



FIGURA 6 – AEROGERADOR TIPO DARRIEUS.

FONTE: <http://www.reuk.co.uk/Darrieus-Wind-Turbines.htm>

3.2.1.2. ROTOR TIPO SAVONIUS

Este modelo de aerogerador foi desenvolvido na Finlândia pelo engenheiro S. J. Savonius, em 1922. Apresenta torque de partida, sendo relativamente de fácil construção, apresentando baixo rendimento e velocidade de rotação reduzida (Figura 7) (AMENEDO & FEITO, 2003).



FIGURA 7 – AEROGERADOR TIPO SAVONIUS.

FONTE: http://www.fotopedia.com/en/Savonius_wind_turbine

3.2.2. ROTOR DE EIXO HORIZONTAL

Todos os aerogeradores comercialmente ligados à rede elétrica são de eixo horizontal (KROHN, 2003). É possível dividir os aerogeradores de eixo horizontal em dois modelos principais: Multipás e do tipo Hélice.

3.2.2.1. ROTOR MULTIPÁS

Hoje em dia, os rotores multipás são amplamente utilizados para o bombeamento de água, e poucos são utilizados para a geração de eletricidade. Apresentam uma solidez elevada devido ao grande número de pás em relação à área varrida pelo rotor, além de apresentarem um torque de partida elevado. Essa solidez se deve ao número de pás, que são entre 6 e 24 (Figura 8) (DALMAZ *et al.*, 2007).



FIGURA 8 – ROTOR TIPO MULTIPÁS.

FONTE: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/eolica.php>

3.2.2.2. ROTOR TIPO HÉLICE

Para a geração de eletricidade, os aerogeradores com rotor tipo hélice são consenso entre quase todos os fabricantes de aerogeradores modernos. São considerados rotores rápidos e sua velocidade linear da ponta da pá pode chegar a 14 vezes a velocidade do vento incidente, apresentando torque de partida reduzido, que ainda pode ser otimizado através do controle do ângulo das pás (AMENEDO & FEITO 2003; DALMAZ *et al.*, 2007).

Existem dois modelos de aerogeradores tipo hélice, quanto a posição do rotor eólico. O primeiro modelo, mais utilizado em turbinas de grande porte (50 m), é o chamado rotor de Barlavento, onde o rotor eólico se encontra montado antes da torre, ou seja, o vento incide primeiramente sobre o rotor (Figura 9). O segundo modelo é chamado de sotavento, pois o seu rotor é montado após a torre (Figura 10), cujas pás são montadas com uma inclinação, de forma que descrevem um cone durante a rotação (DALMAZ *et al.*, 2007).



FIGURA 9 – ROTOR TIPO HÉLICE COM ROTOR A BARLAVENTO DA TORRE.

FONTE: <http://vidadeviajante.com.br/como-voce-encara-o-problema-do-aquecimento-global/>



FIGURA 10 – ROTOR TIPO HÉLICE COM ROTOR A SOTAVENTO DA TORRE.

FONTE: <http://www.cerpch.unifei.edu.br/eolica.php>

3.3. FUNDAÇÕES

3.3.1. FUNDAÇÃO MONO-ESTACA (*MONOPILE*)

Atualmente, o modelo mais popular de fundação para turbinas *offshore* é o de mono-estaca (Figura 11). Tem um *design* simples, que consiste em um tubo cilíndrico com uma estrutura sub-transicional que conecta a estaca na torre da turbina, de forma eficiente desde a parte mais alta da torre até abaixo da superfície da água no fundo oceânico. A mono-estaca é impulsionada ou batida no solo oceânico até a profundidade desejada (DELONG & WESTGATE, 2005).

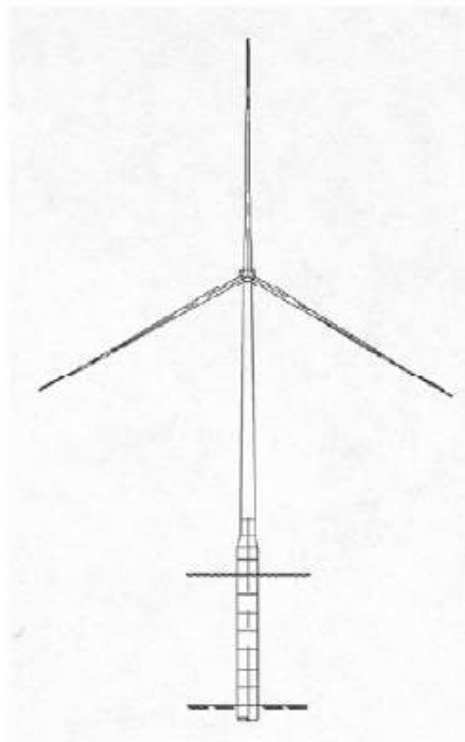


FIGURA 11 – FUNDAÇÃO DO TIPO MONO-ESTACA (*MONOPILE*).
FONTE: DELONG & WESTGATE (2005).

3.3.2. FUNDAÇÃO *JACKET*

A fundação do tipo *jacket* (Figura 12) é de uma estrutura semelhante a um poste de electricidade de alta tensão. Com quatro estacas extras a *jacket* é fixada ao leito oceânico.. Este tipo de fundação é mais utilizada em fundos oceânicos arenosos, facilitando sua instalação (OFFSHORE WIND, 2010).

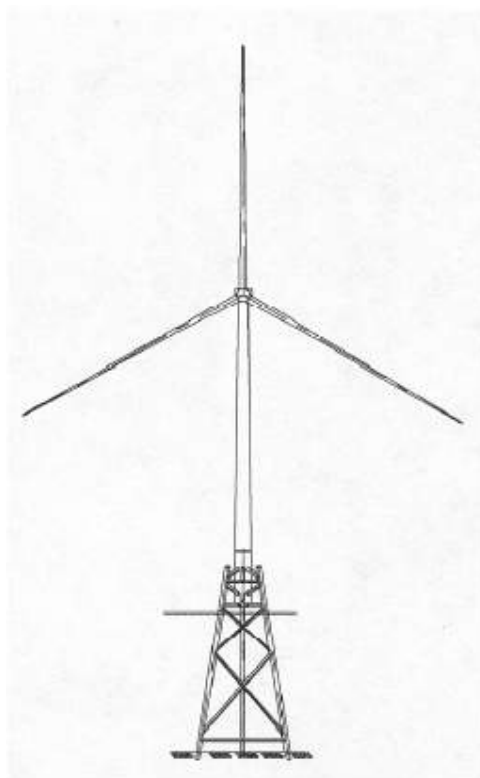


FIGURA 12 – FUNDAÇÃO DO TIPO JACKET.
FONTE: DELONG & WESTGATE (2005).

3.3.3. FUNDAÇÃO TRIPÉ (*TRIPOD*)

A fundação do tipo tripé (Figura 12) é composta de uma estrutura de aço com três pernas que apóiam a estaca principal. Para a sua instalação é necessário aprofundar a estaca principal e subsequentemente as laterais até a profundidade desejada. A desvantagem deste tipo de fundação é a de que não pode ser usada em um leito oceânico rochoso (OFFSHORE WIND, 2010).

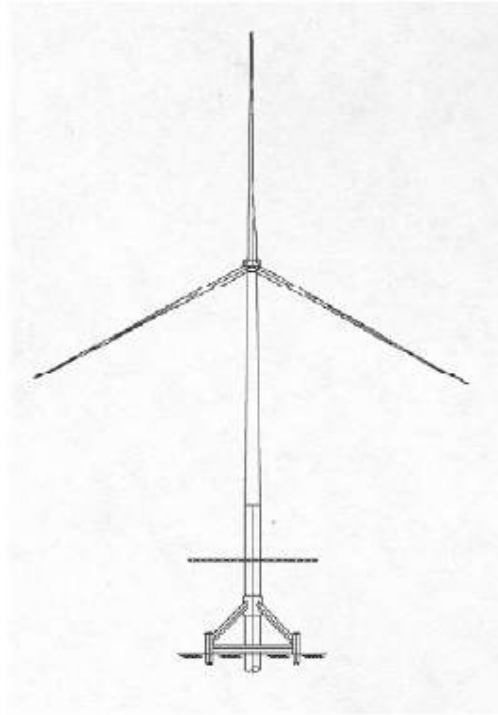


FIGURA 13 – FUNDAÇÃO DO TIPO TRIPÉ.
FONTE: DELONG & WESTGATE (2005).

3.3.4. FUNDAÇÃO TRI-ESTACAS (*TRIPILE*)

A fundação do tipo tri-estacas (Figura 14) consiste em três pilares de aço que são encaixados em uma estrutura de três estacas acima do nível do mar. De acordo com os fabricantes de tri-estacas, elas podem ser utilizadas em profundidades entre 25 e 50 m. Só pode ser utilizado em sedimentos arenosos (OFFSHORE WIND, 2010).

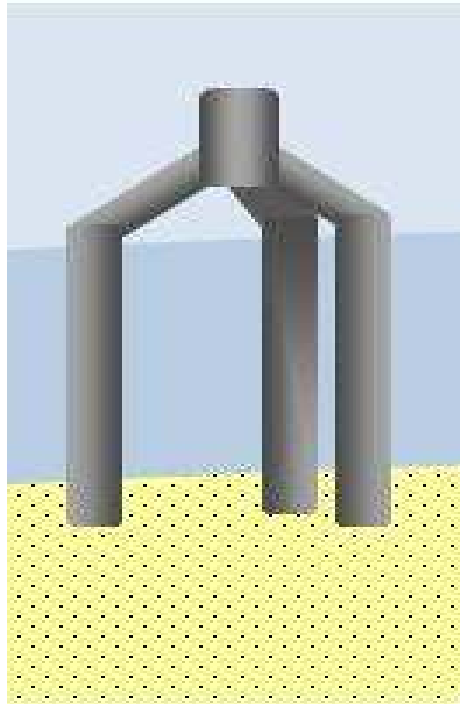


FIGURA 14 – FUNDAÇÃO DO TIPO TRI-ESTACAS.
FONTE: OFFSHORE WIND (2010).

3.3.5. FUNDAÇÃO DE GRAVIDADE (*GRAVITY*)

Fundações do tipo gravidade (Figura 15) consistem em um grande bloco de concreto, onde a torre da turbina eólica é fixada. Fundações de gravidade já são utilizadas para fundações de pilares de pontes e em alguns parques eólicos europeus, em lâmina d'água até 10 m. Esse tipo de fundação é muito útil para solos oceânicos rochosos, tendo um custo-benefício maior nesse tipo de solo do que as outros tipos de fundações, descritas acima (OFFSHORE WIND, 2010).

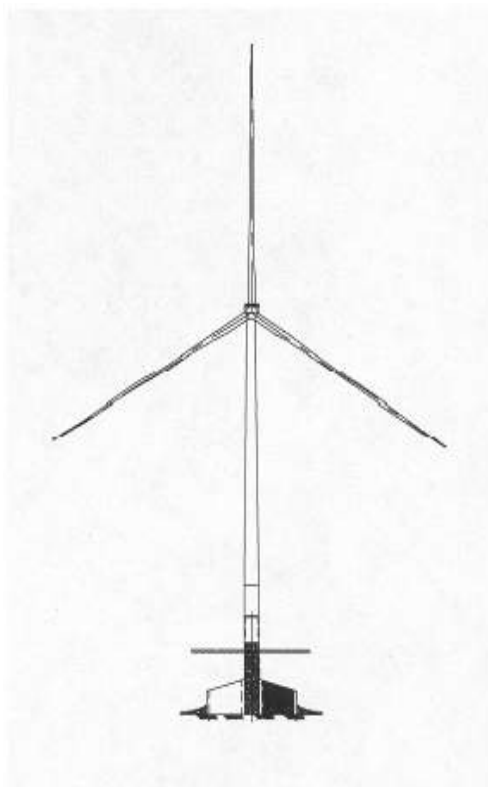


FIGURA 15 – FUNDAÇÃO DO TIPO GRAVIDADE.
FONTE: DELONG & WESTGATE (2005).

3.3.6. FUNDAÇÃO DE VÁCUO (*BUCKET*)

A fundação de vácuo (Figura 16) consiste no encaixe de um tubo com a parte superior fechada no leito oceânico arenoso. No interior desse tubo é retirado todo o oxigênio existente, até grandes profundidades. É importante que a construção seja ajustada de forma uniforme, pois assim se constrói uma base vertical e segura. Não é necessário o fundeio de estacas para instalar a base de vácuo. Portanto, é ambientalmente amigável (OFFSHORE WIND, 2010), podendo ser utilizável somente em solos arenosos.

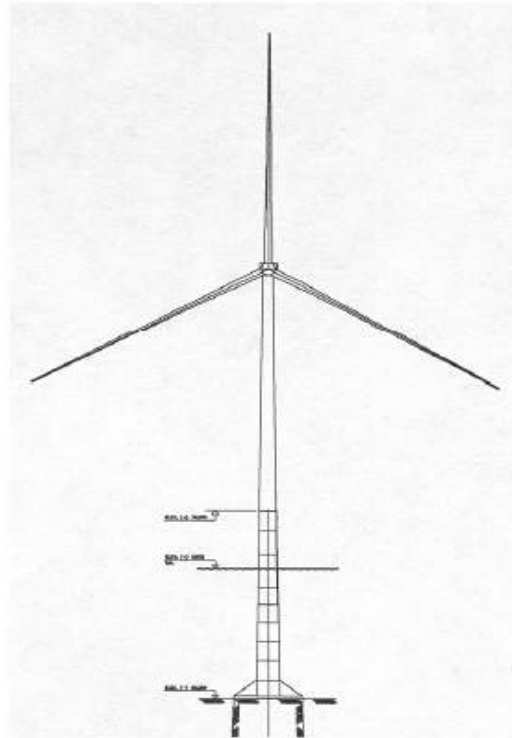


FIGURA 16 – FUNDAÇÃO DO TIPO VÁCUO.
FONTE: DELONG & WESTGATE (2005).

3.4. ESFORÇOS SOBRE UM AEROGERADOR

3.4.1. CARGAS ESTACIONÁRIAS

Considera-se carga estacionária os esforços constantes no tempo, estando ou não o rotor em movimento. São os esforços que aparecem nas pás e no rotor devido à ação do vento, tais como torque e empuxo sobre as pás, forças centrífugas sobre as pás durante a rotação e peso dos equipamentos sobre a estrutura. Não afetam somente as pás, mas todos os componentes mecânicos envolvidos (AMENEDO & FEITO, 2003).

3.4.2. CARGAS TRANSITÓRIAS

As cargas transitórias surgem em situações especiais de operação do aerogerador tais como: parada de emergência, partida, mudanças bruscas de velocidade do vento e/ou direção, como rajadas, por exemplo, e durante a correção

dos controles das pás (controle ativo⁴) e orientação (DALMAZ *et al.*, 2007). Os esforços que aparecem nestas situações são maiores que durante a operação normal do aerogerador. Enquanto o rotor está parado, são as pás que recebem os maiores efeitos das rajadas, principalmente as pás com passo fixo⁵ (MANWELL *et al.*, 2002).

3.4.3. CARGAS CÍCLICAS

São as cargas que se repetem periodicamente, com frequências proporcionais à rotação do rotor eólico. As causas dos esforços cíclicos são: perfil do vento, sombra da torre, rotor desalinhado e gravidade. As cargas cíclicas influenciam na fadiga dos componentes do aerogerador (MANWELL *et al.*, 2002).

3.4.4 CARGAS ESTOCÁSTICAS

A origem destas cargas está na turbulência do vento. As variações de curto prazo, tanto em espaço quanto em tempo, causam rápidas variações nas forças aerodinâmicas sobre as pás. Estas variações nas forças sobre as pás causam flutuações na geração de energia e afetam a vida útil dos componentes do aerogerador (MANWELL *et al.*, 2002; AMENEDO & FEITO, 2003).

3.4.5. CARGAS DE RESSONÂNCIA

Aparecem quando alguma parte da estrutura é excitada em sua frequência natural. Os projetos da estrutura do aerogerador sempre visam evitar que ocorra ressonância. Porém, a turbulência pode acabar sendo a responsável por excitar a estrutura do aerogerador ou o rotor (MANWELL *et al.*, 2002).

3.4.6. TURBULÊNCIA

A turbulência é causada por diversos fatores tais como: instabilidade atmosférica, obstáculos, esteiras dos aerogeradores, rugosidade superficial e topografia (MARTINEZ, 2003).

⁴ Controle ativo (ou *pitch*): é a mudança no ângulo das pás sobre seu eixo longitudinal, no sentido de diminuir a carga do vento quando este estiver em velocidades acima das de corte (30 m/s), fazendo com que a turbina pare de rotacionar mais facilmente em relação a turbinas com passo fixo.

⁵ Rotores que não permitem a rotação das pás sobre seu eixo longitudinal, ou seja, são opostas às turbinas com controle ativo.

É importante que se conheça a intensidade de turbulência dos ventos e a incidência de rajadas, pois estas causam flutuações na geração de energia e afetam a vida útil das turbinas devido a efeitos de fadiga (DALMAZ *et al.*, 2007). Turbulências e rajadas causam cargas randômicas e tensões mecânicas por toda estrutura e componentes do aerogerador (ROHATGI & BARBEZIER, 1999).

Os efeitos da turbulência são mais sentidos onde há outros aerogeradores por perto, ocorrendo efeitos de esteira, que é quando o vento ainda não recuperou a pressão original que tinha antes de passar pela turbina, gerando fluxos instáveis para a próxima turbina.

Próximo a aeroportos, as turbinas eólicas podem gerar interferência na comunicação entre pilotos e controladores de voo, pode ocorrer também o efeito de esteira para os aviões na hora da decolagem, ou, ao contrário, gerar turbulência para as turbinas, não sendo recomendada a instalação de parques eólicos próximos a esses locais (HELIMAX, 2008).

Em ambientes *offshore* a turbulência do vento é menor, visto que não ocorrem barreiras físicas que retirem a força cinética do vento antes da sua chegada às turbinas sendo locais ideais para a geração elétrica através de fontes eólicas (DELONG & WESTGATE, 2005; HELMAX, 2008).

Em locais onde a intensidade de turbulência já é naturalmente alta, o valor relativo de carga causado pela esteira de outra máquina é pequeno. Assim como em áreas com elevado valor de rugosidade do terreno os efeitos de esteira são menos significativos (THOMSEN & SORENSEN, 1999).

3.4.7. ESFORÇOS DE ONDA

Os esforços de ondas contêm grandes quantidades de energia cinética e força de pressão que produzem grandes e repetidos impactos nas estruturas dos aerogeradores, sem falar na faixa da frequência da maré, que tem uma influência significativa no comportamento da dinâmica da estrutura. Deve-se levar em conta, também, que as cargas de ondas em estruturas localizadas longe da costa tendem a ser mais elevadas devido à maior velocidade do vento, maiores profundidades da lâmina d'água e maiores forças das ondas incidindo na fundação e na torre (DELONG & WESTGATE, 2005; US ARMY CORPS OF ENGINEERS, 2010).

3.4.8. CORRENTES

Os esforços provenientes de correntes consistem em dois a quatro parâmetros, dependendo da profundidade e localização geográfica: correntes geradas por ventos, correntes geradas por marés, quebra de ondas (em águas rasas) e circulação oceânica (como a Corrente do Golfo). As correntes geradas por vento e marés são identificadas através das velocidades das correntes, que variam com a profundidade, gerando esforços maiores na parte superior das fundações (DELONG & WESTGATE, 2005).

3.4.9. ESFORÇOS DE GELO

Os esforços de gelo devem ser considerados em áreas onde ocorre desenvolvimento de gelo e a deriva dos mesmos. Características da carga de gelo incluem a geometria e a natureza do gelo, concentração e distribuição do gelo, tipo de gelo, propriedades mecânicas do gelo, direção e velocidade dos gelos em deriva, espessura do gelo e a probabilidade de encontro da fundação com um iceberg.

Outro fenômeno que é considerado é o gelo que se forma nas estruturas da turbina que pode ser proveniente do *spray* do mar, chuvas, nevascas ou pela umidade do ar, que muda a área da seção transversal dos elementos estruturais ou modifica a rugosidade da superfície. Para estruturas flutuantes, a distribuição desigual do gelo ou a acumulação de neve, devem também ser consideradas (DELONG & WESTGATE, 2005; US ARMY CORPS OF ENGINEERS, 2010).

3.4.10. CRESCIMENTO DE ORGANISMOS MARINHOS

O crescimento de organismos nas paredes das torres da turbina ajuda a diminuir a corrosão da estrutura. Também protege contra os esforços de onda, aumentando o diâmetro da parede da torre em 10 a 20 cm, criando uma camada de isolamento com densidades de até 2.200 kg/m³ sendo úteis para amortecer os esforços incidentes. Apesar desse isolamento contra os esforços, o crescimento marinho aumenta o atrito com a água entre 10 a 20%, dificultando a sua passagem, podendo gerar fadiga na base da fundação (DELONG & WESTGATE, 2005).

3.5. SELEÇÃO DO LOCAL PARA A INSTALAÇÃO UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE

A escolha de um local para a construção de parque eólico em ambiente *offshore* necessita do estudo de vários parâmetros que podem ou não viabilizar o projeto, como a segurança ou custos de operação e instalação. Descreve-se abaixo os principais empecilhos na escolha de um local apropriado para estes empreendimentos, baseados em Delong & Westgate (2005). e Helimax (2008).

3.5.1. BATIMETRIA

A tecnologia existente hoje possibilita o desenvolvimento de fazendas eólicas marinhas em profundidades de até 30 m ou mais, sendo que as áreas mais profundas poderão ser exploradas em um futuro próximo, com o ganho de experiência (particularmente na Europa) e avanços tecnológicos.

Recentemente projetos como Barrow no Reino Unido e o Q7 na Holanda tiveram profundidades médias de 23 e 24 m, respectivamente. Contudo, esses projetos não estão operando há muito tempo, não podendo ser avaliado ainda os custos efetivos e adequações de tais instalações. O projeto Beatrice, na costa da Escócia, foi construído em profundidade de aproximadamente 45m.

Finalizando, a profundidade mínima para fazendas eólicas foi definida em 5 m, dependendo dos navios de instalação, das turbinas e outras funções requeridas.

3.5.2. FUNDAÇÕES

No que diz respeito a fundações, outros parâmetros que devem ser levados em consideração, como a porosidade do solo, estratigrafia, taxa de sedimentação do local, idade do solo e regime de correntes e marés. No local também não deve haver abalos sísmicos, o que pode favorecer erosão do fundo oceânico gerando danos as estruturas. Correntes e ondas também devem ser estudadas antes da instalação das fundações, pois atingem essa estrutura constantemente, gerando fadiga. É importante identificar a direção e intensidade das ondas e correntes que existem no local, que se forem muito intensas, combinadas com a força do vento na turbina, também pode gerar danos as estruturas. A profundidade média de perfuração para a instalação destas estruturas é de aproximadamente 25 m no solo oceânico, podendo aumentar de acordo com a altura da torre a ser instalada (DELONG & WESTGATE, 2005).

3.5.3. RESTRIÇÕES FÍSICAS

Construções como rodovias submersas, hidrovias e naufrágios legalmente protegidos são considerados restrições físicas. Foram então elaboradas regras, com distâncias mínimas de segurança (HELIMAX, 2008), mostradas na Tabela 6, que podem ser utilizadas durante o processo de seleção de possíveis locais de instalação de aerogeradores.

TABELA 6 – RESTRIÇÕES E DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA

RESTRIÇÕES	MEDIDAS TOMADAS (DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA EM M)
Rotas comerciais subaquáticas de trens e hidrovias	1.000
Naufrágios protegidos	500
Rodovias submersas	150
Linha de costa	500
Grandes lagos e pântanos costeiros	Proibido, não há distância de segurança
Reserva ambiental	Proibido, não há distância de segurança
Área de interesse ambiental	Proibido, não há distância de segurança
Parques nacionais	Proibido, não há distância de segurança
Áreas protegidas	Proibido, não há distância de segurança

FONTE: Helimax (2008)

Na Tabela 7 é mostrado um *ranking* de locais para a escolha próxima do ideal levando em conta diversas características.

Além de todos os motivos citados acima para a escolha do local, existem outros empecilhos que dificultam a escolha de sítios, como rotas migratórias de pássaros e condições ambientais e meteorológicas específicas da região estudada.

TABELA 7 - RANKING DE LOCAIS FAVORÁVEIS À INSTALAÇÃO EÓLICA EM OFF-SHORE

CARACTERÍSTICAS	DESFAVORÁVEL	POUCO FAVORÁVEL	FAVORÁVEL	MUITO FAVORÁVEL
Profundidade Média (m)	20-30	18-20	15-18	5-15
Distância da Costa (km)	14+	7-14	4-7	0.5-4
Impacto Visual (km costa-afora)	0-1	1-3	3-9	9+
Densidade Populacional (residentes/km²)	45+	20-45	5-20	0-5

FONTE: Helimax (2008)

O local escolhido também deve ter a capacidade de receber um número de turbinas, cuja capacidade instalada seja de no mínimo 100 MW, para o empreendimento gerar receitas (HELIMAX, 2008).

3.5.4. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO

Dalmaz *et al.* (2007), pesquisando o potencial eólico do Estado de Catarina, encontrou diversas regiões propícias a geração de energia eólica em função da sua elevada média e regularidade dos ventos. Em Laguna com médias anuais de vento de 8 m/s, constatou que esses dados são comparáveis com potenciais eólicos do Ceará e Rio Grande do Norte, região de maior potencial eólico no Brasil. Na cidade de Água Doce foi identificada a velocidade média de 6 m/s, sendo que esse valor, junto com outras características encontradas no município, foram classificadas como as mais básicas para a geração de energia eólica.

Segundo Feitosa *et al.* (1993), ventos com velocidades médias anuais iguais ou maiores que 6 m/s são atrativos para a geração de eletricidade. Ventos de forte intensidade, ou seja, acima de 14 m/s, também são importantes para o estudo de geração de energia, pois estão diretamente ligados à utilização e dimensionamento dos aerogeradores.

Apesar da velocidade média do vento ser um dado que pode ser facilmente obtido, este tem uma enorme importância, pois pode inviabilizar empreendimentos eólicos, se forem evidenciados baixos valores, junto com outros critérios de avaliação.

Um pequeno aumento anual na velocidade média do vento na região estudada pode fazer com que os aerogeradores funcionem mais tempo em um mesmo período de tempo (DALMAZ *et al.*, 2007).

3.5.5. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS.

Analisando a bibliografia, foi possível encontrar diversos casos de extrapolação de dados ao redor de uma estação meteorológica. Hassan (2004) fazendo o potencial eólico na Baía de Blyth, no Reino Unido, utilizou este método, pois não havia bóias oceanográficas instaladas no local, muito menos dados com amplas escalas temporais onde seria feito os testes de potencial eólico. Outro motivo alegado é o de que os custos iniciais de um projeto crescem consideravelmente com a instalação de uma bóia com os equipamentos necessários. Por fim, seria necessário esperar no mínimo dois anos para então serem feitos os testes eólicos iniciais, sendo que para os investidores, esse período é muito longo. Nesse estudo, a estação meteorológica estava instalada em terra distante 1 km, de onde supostamente seriam instaladas as turbinas em ambiente *offshore* após os testes eólicos.

No Brasil, a grande maioria dos anemômetros instalados para a coleta de dados estão a 10 m de altura, pois sua principal função é a meteorológica. A altura da coleta de dados ideal para o aproveitamento eólico é de 50 m, mas dificilmente existem anemômetros instalados em todas as regiões com essa altura, com ampla escala temporal de dados. Para solucionar este problema relacionado à altura de obtenção de dados, é possível fazer a extrapolação da frequência da velocidade do vento por meio de duas leis, as quais são: a Lei da Potência (equação 4) e a Lei Logarítmica (equação 5) (BLESSMANN, 1995; MANWELL *et al.*, 2002).

Lei da Potência:

$$\frac{V_z}{V_{zr}} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^p \quad (4)$$

Onde:

- V_z = Velocidade média na altura desejada (m.s^{-1});
- V_{zr} = Velocidade média na altura de referência (m.s^{-1});
- z_r = Altura de referência (m);
- z = Altura desejada (m);
- P = Parâmetro de rugosidade (conforme a Tabela 8).

TABELA 8 – FATOR p PARA DIFERENTES TIPOS DE SUPERFÍCIE

DESCRIÇÃO DO TERRENO	FATOR p
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 – 0,24
Áreas residenciais	0,28 – 0,40

FONTE: Blessmann (1995)

Lei Logarítmica:

$$V_z = V_{zr} \times \left[\frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{z_r}{z_0}} \right] \quad (5)$$

Onde:

- z_0 = Parâmetro de classes de rugosidade (conforme a Tabela 9).

TABELA 9 - RUGOSIDADE SUPERFICIAL PARA CÁLCULO DA LEI LOGARÍTMICA	
TIPO DE TERRENO	RUGOSIDADE Z_s (m)
Gelo	0,00001
Mar calmo	0,0002
Mar agitado	0,0005
Neve	0,003
Gramma baixa	0,008
Pasto	0,01
Campo	0,03
Plantações	0,05
Poucas árvores	0,100
Muitas árvores; Algumas construções	0,250
Florestas	0,500
Subúrbios	1,500
Cidades	3,000

FONTE: Manwell *et al.* (2002)

Segundo Dutra (2001) a Lei Logarítmica é considerada de maior precisão, por utilizar o ajuste logarítmico, o que não ocorre na Lei da Potência.

É possível observar também que em ambas as formas de extrapolação dependem intrinsecamente da rugosidade do terreno, fator que é considerado também nos modelos de cálculos digitalizados na rede mundial de computadores para obtenção dos valores de velocidade do vento a uma determinada altura.

Os Atlas de potencial eólico brasileiro e de vários estados utilizaram métodos de extrapolação dos dados das estações próximas para cobrir regiões que não dispunham de dados, sendo o Estado do Paraná um deles. Também, foram utilizadas modelagens numéricas com outros *softwares* como o WAsP⁶ e WindPRO, sendo mais sofisticados que o ALWIN, pois levam em consideração a topografia do terreno, mas tem a desvantagem de não serem *softwares* livres (APEB, 2001; APEP, 2009; BERG & FURULIND, 2008).

Ainda assim, é interessante utilizar dados do local ou próximo a ele, disponibilizando informações próximas da realidade para a instalação de empreendimentos eólicos, evitando ou precavendo futuros erros quando esta estiver em funcionamento.

3.6. SOFTWARE LIVRE ALWIN⁷

A evolução tecnológica aliada à necessidade de viabilizar fontes de energia renováveis para produção em larga escala, incentivada pelo desenvolvimento de um *software* específico, tornou cada dia mais importante o estudo e o aproveitamento de

⁶ Wind Atlas Analysis and Application Program

⁷ Direitos autorais do Deutsches Windenergie-Institut e da Ammonit Gesellschaft für Messtechnikmbh.

potenciais eólicos. Para viabilizar economicamente e tecnicamente um empreendimento de produção de energia a partir da energia eólica, é fundamental uma avaliação correta do potencial eólico de uma localidade. Neste sentido, o *software* ALWIN representa uma moderna ferramenta para tratamento de dados e análise de potenciais eólicos, através da simulação do uso de diversas alternativas de turbinas, é possível estimar a energia produzida pelos equipamentos avaliados, até chegar-se à solução técnico-econômica mais adequada para o local. O *software* possibilita a avaliação da energia disponível e a estimativa da produção de energia elétrica, através da correlação do potencial eólico destes locais, obtido a partir das medições de velocidade do vento, com os dados técnicos de turbinas eólicas, e a curva de potência fornecida pelos fabricantes. Desta interação advém a estimativa da produção de energia passível de ser obtida no ponto considerado. A metodologia adotada no *software* considera as perdas que ocorrem, desde a medição até o funcionamento propriamente dito do aerogerador.

A modelagem adotada pelo software considera a diferença entre o comportamento de um anemômetro e o de um aerogerador, decorrente da diferença entre as massas e inércia dos dois equipamentos. Em virtude das características de cada equipamento, existem disparidades entre os dados medidos e o que realmente poderá ser aproveitado. Estas distorções são corrigidas pelo ALWIN, mediante uma modelagem matemática (equações) elaboradas por instituições dedicadas ao estudo da energia eólica como a DEWI (na Alemanha) ou a de RISØ (na Dinamarca) (PETRY & MATTUELLA, 2007). O programa ALWIN oferece os seguintes recursos:

- Estimação do comprimento da rugosidade⁸ (Z_0);
- Cálculo dos parâmetros de Weibull;
- Histograma da velocidade dos ventos e Rosa dos Ventos;
- Curso diurno da velocidade do vento e estatística de calmarias;
- Potencial eólico em qualquer local fictício através das velocidades médias e distribuições de Rayleigh ou Weibull.

3.6.1. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO-DIAGRAMA ROSA DOS VENTOS

A determinação da direção predominante do vento é importante para a definição da direção e posicionamento dos geradores eólicos. Para o caso de uma

⁸ Rugosidade do terreno é a influência da superfície deste e dos elementos que nela estão contidos sobre a velocidade do vento. A rugosidade de uma superfície de uma determinada área é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos que contém vegetação, áreas construídas e superfície do solo. A rugosidade de um terreno é normalmente parametrizada pela escala de comprimento chamada de comprimento de rugosidade " z_0 ", de tal forma que existe uma altura z_0 não igual a zero que é chamada comprimento de rugosidade (MATTUELLA, 2005).

usina com vários aerogeradores, o estudo da distribuição dos mesmos constitui fator essencial em um projeto, tendo em vista que a localização dos mesmos deverá ser tal que seja minimizado o comprometimento da captação energética individual.

É possível determinar a direção predominante do vento através do ALWIN, que gera o diagrama da Rosa dos Ventos, elaborado com “pétalas” radiais, de modo a evidenciar as frequências e velocidade dos ventos que sopram nos 16 pontos cardeais, colaterais e sub-colaterais, podendo haver maiores divisões, ficando a critério do pesquisador. O comprimento de cada “pétala” mostra a ocorrência de ventos registrada em um dado período de tempo, e as gradações sobre as pétalas mostram a frequência da velocidade dos ventos. Trata-se de uma importante ferramenta na determinação da direção predominante do vento, sendo esta uma das principais indicações para o aproveitamento de geração eólica. O ALWIN faz uma distribuição estatística da velocidade do vento (Figura 17), setorizada, em um dado intervalo de tempo, classificando o vento em um número de setores desejados, iniciando com 0° ao Norte (PETRY & MATTUELLA, 2007).

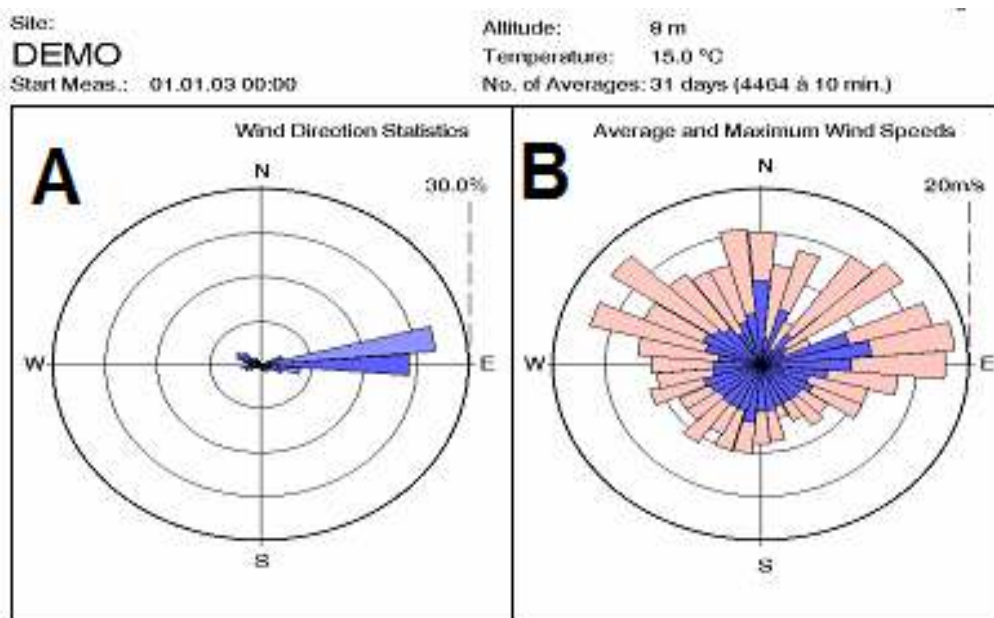


FIGURA 17 – DIREÇÃO E VELOCIDADE DOS VENTOS. O GRÁFICO **A** REPRESENTA A DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO (*WIND DIRECTION STATISTICS*). O GRÁFICO **B** (*AVERAGE AND MAXIMUM WIND SPEEDS*) REPRESENTA AS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E MÁXIMAS (SALMÃO) EM CADA QUADRANTE. FONTE: SOFTWARE ALWIN. FONTE: PETRY & MATTUELLA (2007)

3.6.2. DISTRIBUIÇÃO DAS CALMARIAS

A energia eólica é uma fonte variável e não controlável de geração de energia, tendo vários períodos de calmarias. Esses períodos podem ser investigados através

do *software* ALWIN (Figura 18), constituindo um importante dado na composição das variáveis no estudo de um projeto eólico. Tais dados oferecem períodos em que não foram produzidos energia, ou seja, períodos inaceitáveis de produção de energia que poderão inviabilizar o empreendimento se forem períodos significativos. As variações rápidas de potência associadas a calmarias e turbulências do vento são importantes informações em um estudo eólico, onde tais processos podem gerar fadiga do equipamento mais rapidamente que em áreas que esse processo não é muito significativo (DALMAZ *et al.*, 2007; PETRY & MATTUELLA, 2007).

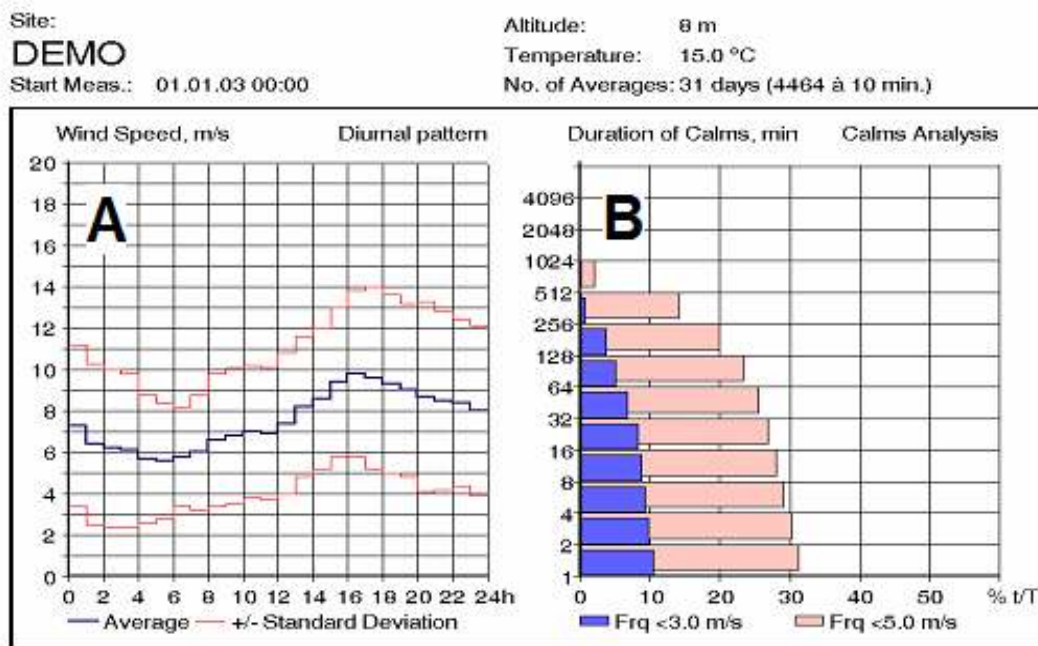


FIGURA 18 – PADRÃO DIÁRIO DE VENTO E CALMARIAS. O GRÁFICO A REPRESENTA O PADRÃO DIÁRIO DAS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E DOS DESVIOS PADRÕES (SALMÃO) DO VENTO EM 24 HORAS. O GRÁFICO B REPRESENTA A DURAÇÃO DAS CALMARIAS EM MINUTOS COM VELOCIDADES MENORES QUE 3.0 m/s (AZUL) E 5.0 m/s (SALMÃO). FONTE: PETRY & MATTUELLA (2007).

3.6.3. CURVA DE POTÊNCIA DOS AEROGERADORES

Denomina-se curva de potência de uma turbina eólica ao gráfico que indica o valor da potência gerada por uma determinada turbina, em diferentes velocidades de vento (Figura 19). A curva de potência é geralmente fornecida pelos fabricantes e certificada oficialmente por um instituto habilitado. Essas curvas são obtidas através de medições de campo, onde um anemômetro colocado em uma torre próxima à provável localização da turbina, pois a do aerogerador altera as condições de vento, e

os dados fornecidos não corresponderiam aos dados medidos em um local onde a turbina ainda não foi instalada (PETRY & MATTUELLA, 2007; DALMAZ *et al.*, 2007).

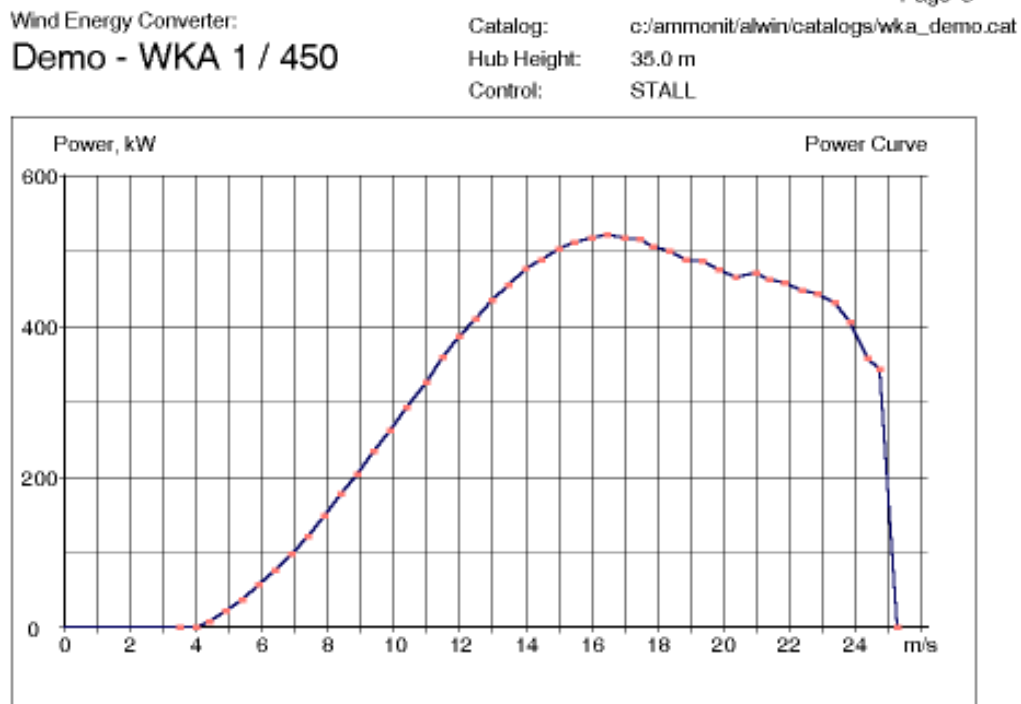


FIGURA 19 – CURVA DE POTÊNCIA DO AEROGERADOR WKA 450 kW.

FONTE: PETRY & MATTUELLA, 2007.

3.6.4. ENERGIA GERADA

A partir do cálculo da distribuição de Weibull (Figura 20), o ALWIN tem condições de proceder a compatibilização dos dados da velocidade do vento com a curva de potência de vários aerogeradores. Desta forma, é possível conseguir um prognóstico da energia que poderia ser gerada na região, onde se considera a altura da torre desejada e a densidade do ar local, permitindo desenvolver uma análise comparativa do desempenho de diversos aerogeradores, podendo escolher aquele que teria um melhor aproveitamento dos ventos locais na geração de eletricidade (PETRY & MATTUELLA, 2007).

. Este cálculo é feito de acordo com os padrões da *International Energy Agency* (IEA⁹) e *International Energy Comition* (IEC¹⁰). No cálculo da produção da energia é levado em consideração o tipo de controle da turbina (passo fixo ou ativo) e os efeitos

⁹ IEA - *International Energy Agency* = Agência de Energia Internacional.

¹⁰ IEC - *International Energy Comition* = Comissão de Energia Internacional.

das variações da densidade do ar pelo uso de dados referentes à altitude e temperatura dos locais e as alturas das torres das turbinas.

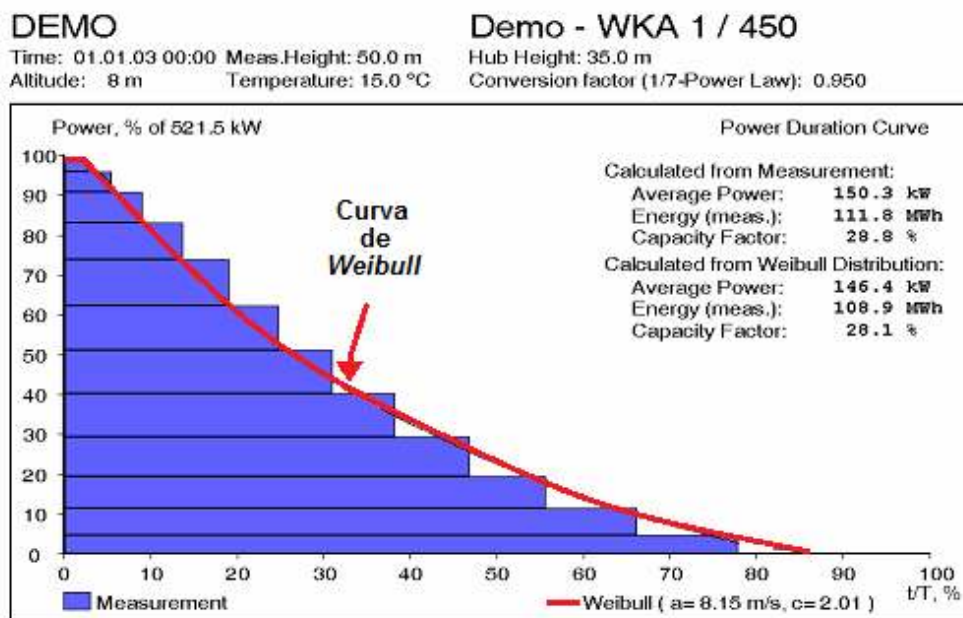


FIGURA 20 – CÁLCULO DA POTÊNCIA MÉDIA, ENERGIA PRODUZIDA E O FATOR DE CAPACIDADE DOS DADOS MEDIDOS E DOS DADOS DA DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL. O EIXO Y REPRESENTA A POTÊNCIA UTILIZADA EM % E O EIXO X A % DOS DADOS QUE FORAM UTILIZADOS EM CADA FAIXA DA POTÊNCIA. FONTE: PETRY & MATTUELLA (2007).

Os indicadores observados na Figura 20 passam a ser didaticamente identificados:

- **Potência Média (Average Power):** significa a potência média que o aerogerador trabalharia no tempo estudado. O modelo do exemplo tem a capacidade de trabalhar produzindo 450 kW em média, mas com os dados oferecidos ele trabalharia produzindo apenas 150 kW
- **Energia Média (Energy Measured)** = representa a geração total da turbina de acordo com os dados de velocidade medidos. Caso os dados coletados sejam representativos, servirão para que esta informação gerada pelo ALWIN, seja a mais próxima da realidade.
- **Fator de capacidade (Capacity Factor):** significa a % de aproveitamento do aerogerador em relação ao tempo medido, ou seja, o tempo que a turbina esteve em funcionamento. Considerando-se o caso da Figura 20, em que foi escolhido um aerogerador de 450 kw, o cálculo a partir das medições dá o indicador de 28,8% como indicativo da média da potência do conversor

ao longo do tempo, que realmente está sendo aproveitada. O cálculo a partir da distribuição de Weibull consolida o percentual em 28,1%, o qual é considerado o que mais se aproxima da realidade. Segundo Martinez (2003), devido à característica inconstante dos ventos, valores próximos de 100% nunca serão alcançados. O Fator de Capacidade de uma turbina é considerado aceitável quando atinge valores próximos de 25% e bom quando aproxima-se de valores acima dos 30%. O valor do FC também reflete as horas equivalentes de plena potência de um aerogerador. Por exemplo, se um parque eólico de 10 MW tem um FC de 30%, isto significa que em um ano ele trabalha 2.628 h ($1 \text{ ano} = 8.760\text{h} \times 0,30 = 2.628 \text{ h}$) (PETRY & MATTUELLA, 2007).

4. OBJETIVOS

4.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo deste trabalho é analisar o potencial eólico, em microescala, do Balneário de Pontal do Sul, Município de Pontal do Paraná (PR).

4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- 1) Determinar a velocidade média do vento na região;
- 2) Determinar a distribuição de *Weibull*;
- 3) Determinar a direção predominante do vento;
- 4) Determinar as calmarias da região;
- 5) Extrapolação dos dados em um raio de 10 km da estação, bem como determinar a energia gerada e qual o melhor aerogerador para a região;
- 6) Analisar aspectos físicos de correntes marinhas da região costeira;
- 7) Analisar a composição sedimentar vertical do leito marinho na região costeira e o tipo de fundação a ser utilizada;
- 8) Identificar uma possível área para a instalação de uma fazenda eólica em costa - afora (*offshore*).

5. ÁREA DE ESTUDO

5.1. CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

O litoral paranaense (Figura 21) tem aproximadamente 107 km de costa oceânica, com limites ao norte com o Estado de São Paulo, no Canal do Varadouro (25°12'S), e ao sul, com o Estado de Santa Catarina, na foz do Rio Saí-Guaçu (25°58'S). Possui duas grandes baías, Paranaguá e Guaratuba. O litoral está inserido na região da costa brasileira denominada de Sudeste ou das Escarpas Cristalinas, que abrange o trecho entre o Cabo Frio/RJ e o Cabo de Santa Marta/SC caracterizado pela grande extensão da plataforma continental, que é composta basicamente de areia e lamas (SILVEIRA, 1964; VEIGA *et al.*, 2006).

Segundo o IBGE (1992), o Litoral do Paraná apresenta as seguintes unidades de vegetação: Floresta Ombrófila Densa, formação das terras baixas e submontana, Área de Formação Pioneira de Influência Fluviomarinha (área de transição, restingas e manguezais) e Área de Formação Pioneira sob Influência Fluvial.

O clima da região do tipo Cfa segundo a classificação de Koepen, ou seja, temperado, com temperaturas variando entre -3°C e 18°C, sempre úmido, com chuvas em todos os meses do ano e temperatura média do mês mais quente no entorno de 22°C (BIGARELLA *et al.*, 1978). Porém, Maack (1981) recomenda alterar o símbolo Cfa por Aft, caracterizando o clima como sendo tropical de transição, sempre úmido, tropical e com chuvas em todos os meses do ano.

As chuvas que caem na região do litoral, sobretudo no inverno, são do tipo ciclônico, enquanto que próximo da Serra do Mar, que forma anteparos às frentes frias, as chuvas são do tipo orográficas, tendo a pluviosidade média anual de 2.500 mm, deixando a umidade relativa do ar alta durante o ano todo (média de 85%) (ENGEMIN, 2004).

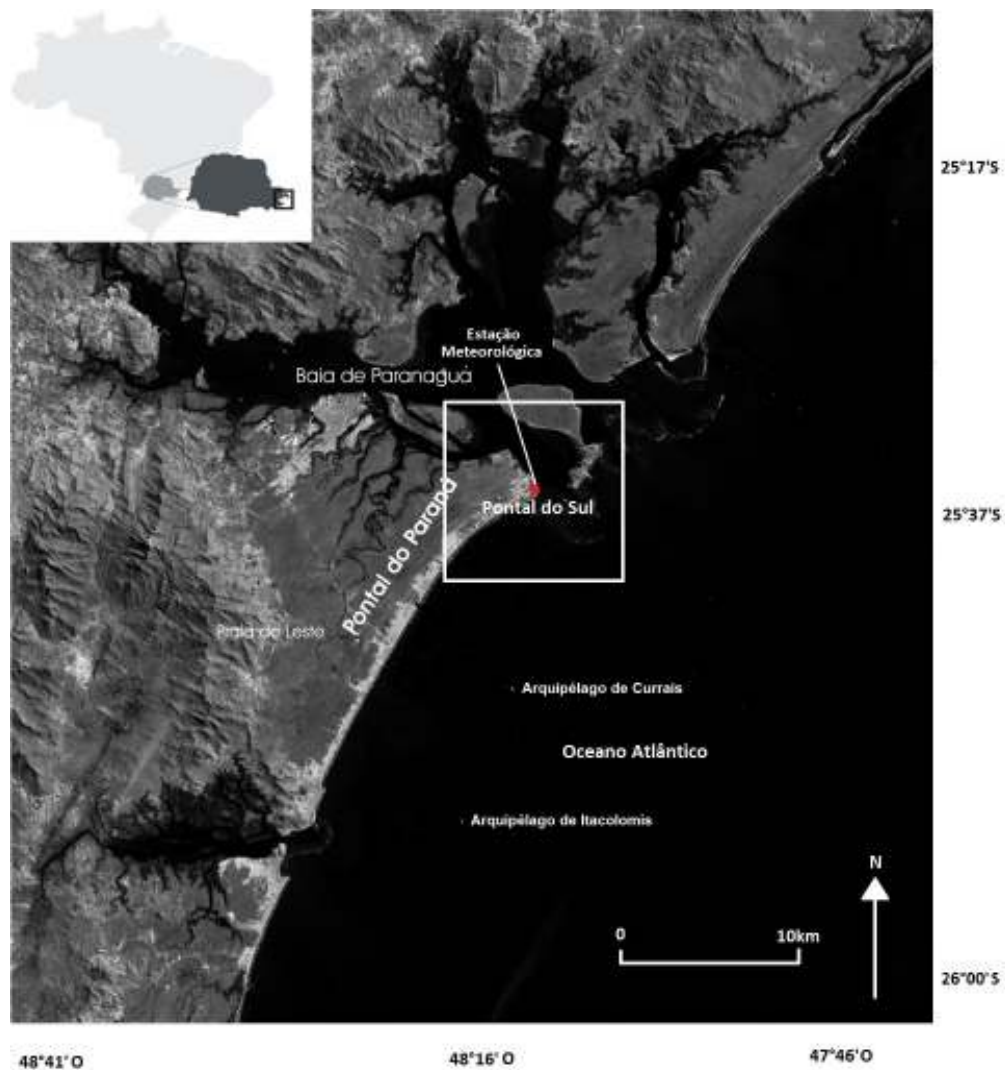


FIGURA 21 – MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO (QUADRADO BRANCO) E DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL (EM VERMELHO). FONTE: LANDSAT, BANDA 5. 1999.

A dinâmica dos ventos no litoral paranaense é definida basicamente pelo anticiclone do Atlântico Sul e pelo Anticiclone Migratório Polar, na sua ação sobre o ramo Atlântico da Massa Polar (BIGARELLA *et al.*, 1978). Os dados disponíveis revelam que os ventos predominantes possuem direções sudeste, ENE, E, ESSE e SE, com intensidades mais fortes nos quadrantes Leste e Sul, sendo que as de quadrante Leste são relacionadas às circulações locais, enquanto que as de Sul são relativas à passagem de frentes frias (CAMARGO & MARONE, 1995). A intensidade dos ventos na região tem média de 4m/s com sistema de brisas bem relevantes,

sendo detectadas amplitudes de até 2m/s nos meses de novembro até março (EIA PARANAGUÁ, 2004).

O Grupo de Física Marinha do Centro de Estudos do Mar da UFPR manteve, durante os anos de 1996 a 1999, um monitoramento dos padrões de ventos na região de Pontal do Sul.

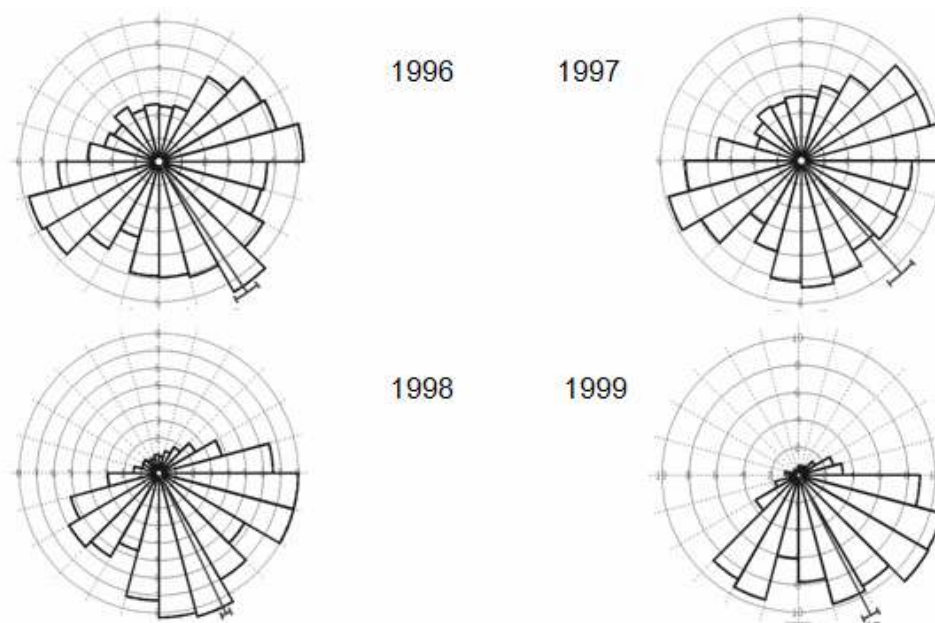


FIGURA 22 – DIAGRAMA DA ROSA DOS VENTOS PARA PONTAL DO SUL DE 1996 A 1999.
FONTE: GRUPO DE FÍSICA MARINHA - CEM. NOTA: DADOS TRABALHADOS POR NOERNBERG (2001).

Noernberg (2001) concluiu que houve uma mudança no padrão dos ventos dos anos de 1996 e 1997 para os anos de 1998 e 1999 (Figura 22). Os ventos frequentes de NE diminuíram sensivelmente. Este autor correlaciona o fato com o fenômeno *El niño*, ocorrido em 1997–1998, que teria ocasionado um aumento na frequência de sistemas frontais provenientes de Sul, modificando os padrões de vento normais que apresentam a componente NE acentuada.

O embasamento geológico da região inclui litotipos muito antigos (do Proterozóico Inferior) como rochas gnáissicas, básicas e ultrabásicas (peridotitos e piroxênios) e seus termos retrometamórficos, como xistos magnesianos, metaperidotitos e serpentinitos, além de migmatitos e granitos. Intrusivos nessas rochas ocorrem basaltos, diabásios, gabros e dioritos pórfiros, rochas essas que pouco diferem umas das outras, em seus comportamentos geotécnicos. As planícies costeiras, pleistocênicas e holocênicas, incluem áreas com cordões litorâneos, áreas

paleo-estuarinas, planícies costeiras de maré, dunas, depressões intercordões e praias atuais. São predominantemente arenosas, ordinariamente de granulometria fina, ainda que as planícies paleo-estuarinas e, principalmente as planícies de maré, incluam sedimentos argilosos com matéria orgânica (ENGEMIN, 2004).

A região da plataforma marinha paranaense é banhada pela Água de Plataforma (AP) resultante da mistura entre a Água Tropical (AT) transportada pela Corrente do Brasil (CB), Água Central do Atlântico Sul (ACAS) e Água Costeira (AC). Sofre influência direta também do aporte continental, em determinados períodos, pelas intrusões da ACAS (BRANDINI *et al.*, 1989; BRANDINI, 1990).

O litoral do Paraná é constituído por sete municípios, classificados por Estades (2003) como rurais (Guaraqueçaba e Morretes), portuários (Paranaguá e Antonina) e praiano-turisticos (Guaratuba, Matinhos, e Pontal do Paraná). As principais atividades econômicas da região são o turismo, agropecuária, pesca e o extrativismo vegetal.

No município de Pontal do Paraná está localizado o balneário de Pontal do Sul, tendo como coordenadas geográficas a latitude 25° 35'S e longitude 48°21'W, na desembocadura Sul da Baía de Paranaguá, principal entrada para o Porto de Paranaguá, sendo este último o maior porto exportador de grãos da América do Sul (ANDRIGUETTO FILHO, 1999).

6. MATERIAIS E MÉTODOS

6.1. DADOS METEOROLÓGICOS

A estação meteorológica de Pontal do Sul está situada na latitude 25°34'46''S e na Longitude 48°21'15''W (Figura 25), em operação desde 1996, coletando dados até os dias de hoje.

Os dados utilizados no estudo abrangem o período de Janeiro de 2007 até Dezembro de 2009, totalizando três anos, obedecendo a padrões de testes de potencial eólico, onde é necessário no mínimo, dois anos de dados (HASSAN, 2004).

Após a fase de tratamento dos dados, foram descartados 60 dias de observações, que foram coletadas incorretamente, ou por falha do anemômetro, mas ainda dentro do prazo permitido, com um total de 1032 dias.

Os dados foram obtidos junto ao Grupo de Física Marinha do Centro de Estudos do Mar da UFPR (GFM/UFPR), abrangendo a velocidade e direção do vento, bem como, o registro das datas e horários da coleta das informações.

Os dados foram coletados pelo anemômetro da marca Campbell, modelo CR10X-27.832, com frequência horária de transmissão de dados. O anemômetro está

instalado a altura de 10 m, obedecendo a padrões de testes de potencial eólico (HASSAN, 2004).

6.2. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO

Para a obtenção da velocidade média do vento, foi utilizado o *software* livre R¹¹, cujos valores foram posteriormente inseridos no ALWIN.

6.3. DISTRIBUIÇÃO DE *WEIBULL*

Na determinação da distribuição de Weibull, foi utilizado o ALWIN¹², bem como os dados de velocidade do vento divididos em faixas de velocidade, a velocidade média e a altura de coleta dos dados.

6.4. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO

Para a aquisição da direção predominante do vento foram utilizados os dados de direção e velocidade do vento, divididos em 16 quadrantes de direção¹³ obtendo as médias e máximas velocidades do vento em cada quadrante com o *software* R, que posteriormente foram inseridos no ALWIN.

6.5. CALMARIAS DA REGIÃO

Para a obtenção das calmarias da região, primeiramente foi utilizado o *software* R para gerar as médias e desvios padrões das velocidades do vento no período de 24 h, para então serem inseridos no ALWIN.

Foi estabelecido também, como calmaria nesse estudo, velocidades inferiores a 1 e 2 m/s que não podem ser aproveitados para a geração de eletricidade. Esses dados foram tratados e também inseridos no ALWIN, que cria um gráfico para analisar o tempo de duração dessas velocidades, sendo mais um critério de análise para a viabilização de um empreendimento eólico.

¹¹ Versão 2.11.1. Todos os direitos reservados *The R Foundation for Statistical Computing*.

¹² Versão 2.1b / *FREE VERSION*

¹³ Pontos cardeais, colaterais e sub-colaterais.

6.6. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS, PREVISÃO DE ENERGIA GERADA E ESCOLHA DO MELHOR AEROGERADOR

Para a extrapolação dos dados em um raio de 10 km a partir da estação, foi utilizado como referência os dados de rugosidade fornecidos por Manwell *et al.* (2002). A rugosidade adotada foi de $Z_0 = 0,0002$ m, relativo a mar calmo, sendo essa classificação a que mais se aproxima da região estudada. Para costa-adentro foi adotada a rugosidade de $Z_0 = 0,250$ m (muitas árvores e algumas construções).

Para a previsão de geração de energia da região, foi utilizado o *software* ALWIN em conjunto com dados e curvas de potência de quatro modelos de aerogeradores da marca ENERCON, sendo eles: E-44 (55 m^{14} / 900 kW^{15}); E-48 (50 m / 800 kW); E-70 (64 m / 2.300 kW); E-82 (78 m / 3.000 kW). Todos esses modelos são horizontais, com hélices. Com os dados inseridos, o ALWIN faz automaticamente a previsão de energia gerada para cada turbina eólica, junto com a curva de Weibull, que pode ser utilizada para certificar a veracidade e qualidade dos dados, bem como a porcentagem de tempo que as turbinas realmente trabalhariam.

Para a determinação do melhor aerogerador, foram utilizadas as curvas de produção de energia geradas pelo ALWIN de cada modelo, levando em conta aquele que teve melhores rendimentos com os dados fornecidos.

6.7. PADRÃO DE ONDAS E CORRENTES

Para a análise dos aspectos físicos de correntes marinhas da região costeira de Pontal do Sul, foram utilizados dados secundários que caracterizam esses fenômenos na região como os de Angulo (1995), Camargo *et al.* (1995), Lima *et al.* (2009), Marone *et al.* (1997), Noernberg (2001) e Portobrás (1983).

6.8. COMPOSIÇÃO SEDIMENTAR E O TIPO DE FUNDAÇÃO

Para a análise da composição sedimentar do fundo marinho, foi considerada a região que compreende desde a desembocadura sul do Complexo Estuarino de Paranaguá (CEP), até o balneário de Praia de Leste, no município de Pontal do Paraná, a fim de indicar o melhor tipo de fundação para a região. Para esse estudo, foram utilizados dados secundários disponíveis na literatura, como os de Angulo

¹⁴ Altura da nacela do aerogerador.

¹⁵ Capacidade máxima de geração do aerogerador.

(1999), Lamour (2000), Lamour *et al.* (2004), Lamour *et al.* (2007 a), Lamour *et al.* (2007 b), Veiga *et al.* (2006) e Vieira dos Santos (1850).

6.9. ÁREA PARA A INSTALAÇÃO

Utilizando as estimativas obtidas das correntes locais e da análise sedimentar da região, entre outros parâmetros, foi possível inferir uma área em ambiente *offshore*, onde futuramente poderia ser instalado um parque eólico, levando em consideração a metodologia de Helimax (2008), junto com os resultados obtidos nos itens 7.6 e 7.7. As bibliografias consultadas neste objetivo incluem trabalhos de Barbieri *et al.* (2000), DHN (2008), IBGE (2009), Mestre *et al.* (2007), Paraná Mar & Costa (2006) e Sá da Costa (2005).

7. RESULTADOS E DISCUSSÃO

7.1. VELOCIDADE MÉDIA DO VENTO

A velocidade média do vento dos três anos de dados da estação meteorológica de Pontal do Sul é de 3,43 m/s, sendo considerado um valor baixo para a geração, segundo os valores citados por Feitosa *et al.* (1993) e Dalmaz *et al.* (2007). Outro fator que reforça essa hipótese é a velocidade de arranque, cujo maioria dos modelos existentes no mercado começam a funcionar com velocidades acima de 3 m/s, como pode ser visto na curva de potência da Figura 19, existindo apenas algumas turbinas que funcionam com velocidade de 2 m/s (Figuras 22 e 23). Ventos com menores velocidades que estas podem avariar as turbinas eólicas devido aos esforços de fadigas transitórios que podem ser considerados piores do que os esforços recebidos quando as turbinas estão em movimento, como os estocásticos e cíclicos (DALMAZ *et al.* 2007; AMENEDO & FEITO, 2003; MANWELL *et al.*, 2002).

Assim, a média dos ventos da estação analisada permite afirmar que é possível haver geração de energia por fontes eólicas, mas utilizando equipamentos que tenham baixa velocidade de arranque ($< 3,0$ m/s) para haver um melhor aproveitamento dos ventos, pois a média é considerada baixa. Mesmo assim, há grandes chances das turbinas ficarem boa parte do tempo ociosas.

7.2. DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL

É possível inferir que os dados coletados não estão dentro dos parâmetros para aproveitamento eólico, pois há uma discrepância entre os dados que foram medidos e os ideais de Weibull (Tabela 10). A curva de Weibull (Figura 23) também não acompanha corretamente o histograma das velocidades, mostrando que não há regularidade dos ventos em Pontal do Sul.

Isto pode ser reforçado observando os valores do fator de escala **a** e de forma **c**. Analisando esses valores pode-se afirmar que os dados não são ideais para a geração eólica. O valor encontrado de **a** (3,86 m/s) está bem próximo da velocidade média de Pontal do Sul (3,43 m/s), mas como discutido no item 7.1, esses valores não são ideais para o aproveitamento eólico. O fator de forma **c** (1,68) também não é aceitável, pois está bem distante do valor que seria ideal de 3 como afirma Martinez (2003), mostrando irregularidade nos padrões das velocidades dos ventos.

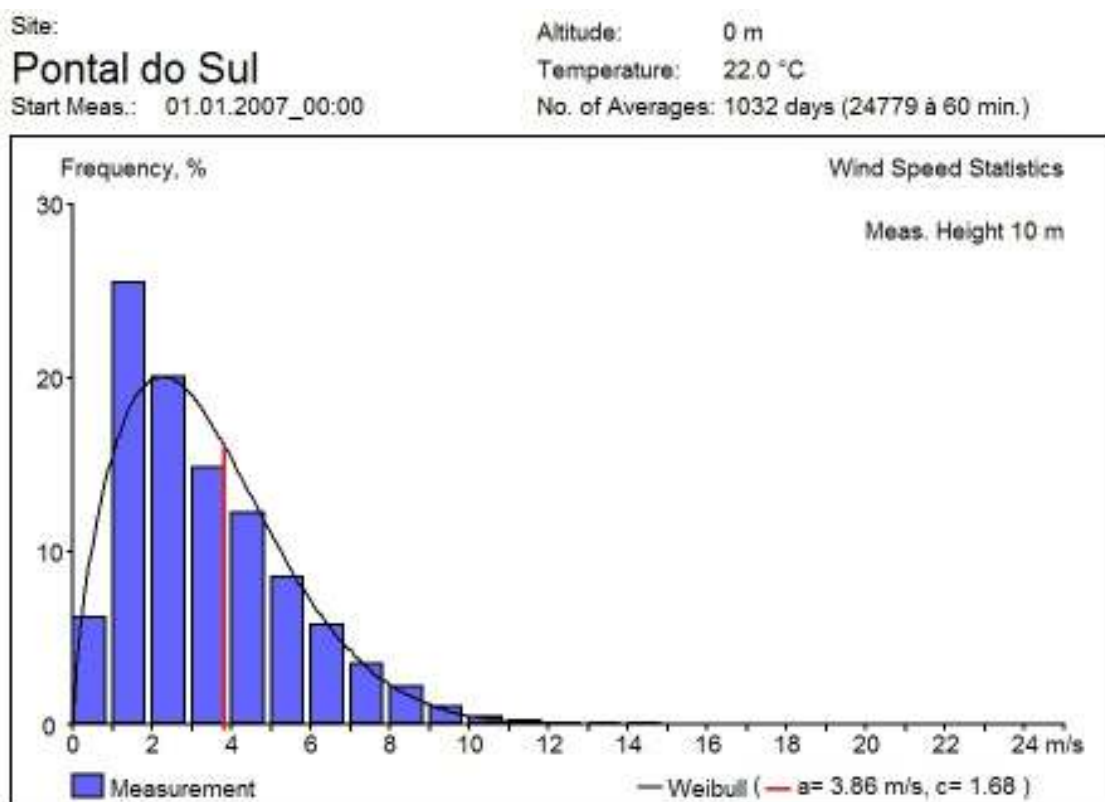


FIGURA 23 – DISTRIBUIÇÃO DE WEIBULL PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO DE PONTAL DO SUL. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

Observando a linha vermelha que representa o valor de **a**, juntamente com a curva de Weibull em preto, é possível observar o efeito do fator de forma **c** nos dados.

Se o valor de c estivesse próximo de 3, o pico da curva de Weibull estaria mais estreita, sendo que o traço em vermelho estaria no cento do pico, indicando assim, a configuração ideal de regularidade das velocidades dos ventos para a geração eólica.

TABELA 10 – ESTATÍSTICA DOS VENTOS A 10 m PARA O
PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO
METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL

VELOCIDADE (m/s)	MEDIDO (%)	WEIBULL (%)
0 - 1	6.16	9.82
1 - 2	25.40	18.38
2 - 3	20.00	19.84
3 - 4	14.81	17.37
4 - 5	12.18	13.25
5 - 6	8.48	9.07
6 - 7	5.69	5.67
7 - 8	3.47	3.27
8 - 9	2.11	1.75
9 - 10	0.99	0.87
10 - 11	0.39	0.41
11 - 12	0.21	0.18
12 - 13	0.06	0.07
13 - 14	0.02	0.03
14 - 15	0.01	0.01
15 - 16	0.00	0.00
16 - 17	0.00	0.00
17 - 18	0.00	0.00
18 - 19	0.00	0.00
19 - 20	0.00	0.00
20 - 21	0.00	0.00
21 - 22	0.00	0.00
22 - 23	0.00	0.00
23 - 24	0.00	0.00
24 - 25	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.3. DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO

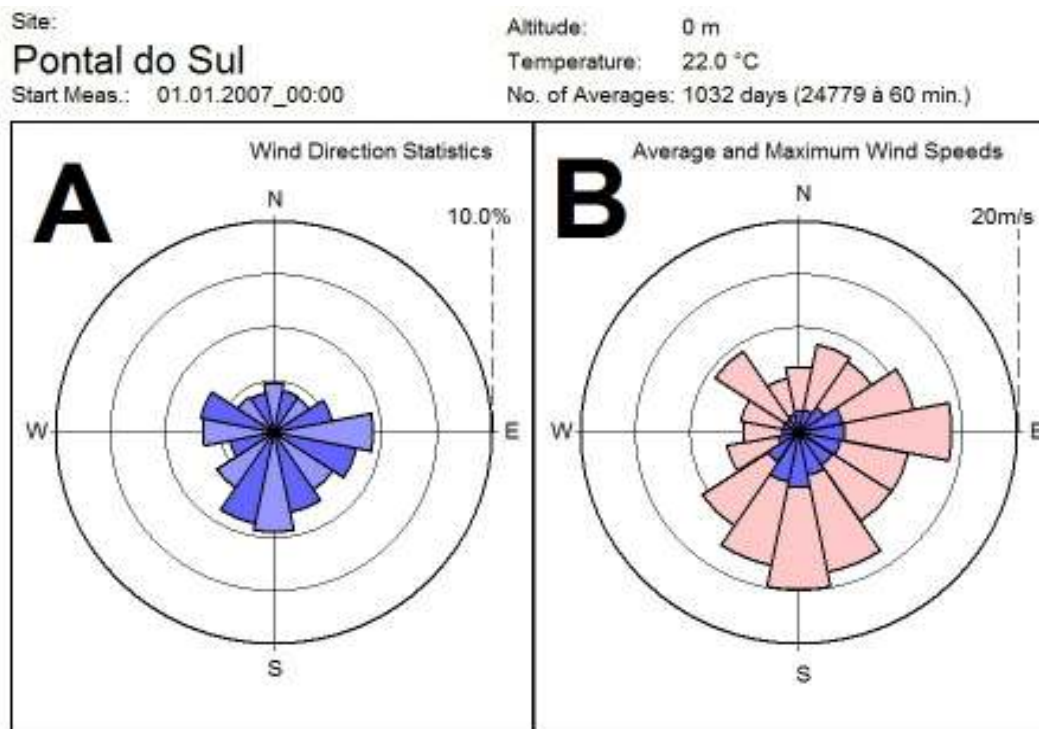


FIGURA 24 – DIREÇÃO E VELOCIDADES DOS VENTOS EM PONTAL DO SUL. A FIGURA **A** REPRESENTA A DIREÇÃO PREDOMINANTE DO VENTO. A FIGURA **B** REPRESENTA AS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E MÁXIMAS (SALMÃO) EM CADA QUADRANTE. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

Analizando o gráfico **A** (Figura 24), que indica a direção predominante do vento, observa-se a inconstância de direções, ocorrendo variações que vão desde E, S até W. Porém, através da tabela 11, verificando-se o setor de freqüências, é possível determinar que a direção predominante da região está localizada no setor de S até E, com quadrantes preferenciais SSW, S, SSE, ESE e E, ocorrendo ventos com maior freqüência no setor S (4,7 %) seguido por E (4,6 %).

A Tabela 11 confirma esse padrão de direções, no setor de velocidades médias e máximas. As maiores velocidades, tanto médias como máxima, ocorrem nos quadrantes preferenciais acima mencionados, sendo que no setor S é encontrada a média mais alta (5,3 m/s), assim como a velocidade máxima (14,9 m/s).

Comparando o gráfico das rosas dos ventos com os resultados de Noernberg, (2001) (Figura 22), que teve fins meteorológicos, é possível perceber uma igualdade nos quadrantes de direção dos ventos com os anos de 1998 e 1999, que estariam sob efeitos do fenômeno *El Niño*, que teriam ocasionado um aumento na frequência de sistemas frontais provenientes de sul. Os dados de 2007 e 2008 estariam sob efeito do

fenômeno *La Niña* e os de 2009 sob o efeito de *El Niño*, segundo o CPTEC/INPE (2010), que explicariam os padrões encontrados neste trabalho.

TABELA 11 - SETORES, FREQUÊNCIAS, MÉDIAS E MÁXIMAS VELOCIDADES DO VENTO PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL

SETOR	FREQUÊNCIA (%)	MÉDIA (m/s)	MÁXIMO (m/s)
349 - 11	2.4	2.1	6.2
11 - 33	2.0	2.2	8.5
34 - 56	2.0	3.0	8.1
56 - 78	2.8	4.2	10.8
79 - 101	4.6	4.3	14.1
101 - 123	3.9	4.0	10.3
124 - 146	3.3	3.8	10.2
146 - 168	3.9	4.3	13.5
169 - 191	4.7	5.3	14.9
191 - 213	4.4	4.9	12.9
214 - 236	3.2	3.5	10.7
236 - 258	2.1	2.1	6.8
259 - 281	3.3	1.6	5.2
281 - 303	3.5	1.6	5.5
304 - 326	2.1	1.6	9.3
326 - 348	1.9	1.8	5.3

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.4. CALMARIAS DA REGIÃO

O gráfico **A** de calmarias (Figura 25), que mostra o padrão de velocidades durante um dia, os horários em que ocorrem as maiores velocidades de vento são os períodos da tarde e da noite. Apesar de as maiores velocidades ocorrerem nestes períodos, utilizando referências de Feitosa *et al.* (1993) e Dalmaz *et al.* (2007), é observado que as velocidades médias encontradas não são boas para o aproveitamento eólico. Na Tabela 12 é possível analisar os valores hora à hora das médias e desvios padrões desses dados cujos valores máximos foram encontrados nos períodos entre as 16 e as 18 h, atingindo 4,5 m/s, com o acréscimo ou subtração de 1.8 m/s neste valor, em função do desvio padrão.

Site:
Pontal do Sul
 Start Meas.: 01.01.2007_00:00

Altitude: 0 m
 Temperature: 22.0 °C
 No. of Averages: 1032 days (24779 à 60 min.)

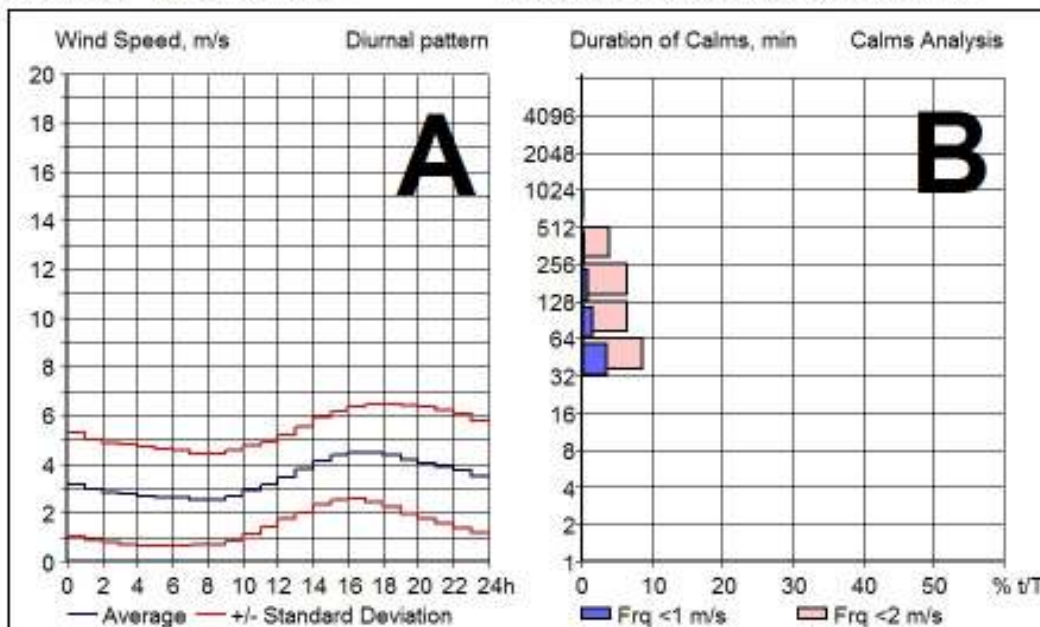


FIGURA 25 – CALMARIAS EM PONTAL DO SUL. O GRÁFICO **A** REPRESENTA O PADRÃO DIÁRIO DAS VELOCIDADES MÉDIAS (AZUL) E DOS DESVIOS PADRÕES (SALMÃO) DO VENTO EM 24 HORAS. O GRÁFICO **B** REPRESENTA A DURAÇÃO DAS CALMARIAS EM MINUTOS COM VELOCIDADES MENORES QUE 1.0 m/s (AZUL) E 2.0 m/s (SALMÃO).

O Gráfico **B** (Figura 25) representa a duração das calmarias que ocorrem na região. Analisando os dados, juntamente com a Tabela 13, é possível concluir que os períodos de calmarias são extensos, não sendo atrativos para a geração eólica. Relacionando esses valores com a distribuição de Weibull (Figura 23), é possível afirmar que as maiores ocorrências de vento são nas velocidades de até 2 m/s.

TABELA 12 – REGIME DIÁRIO DE VENTOS PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL

TEMPO (h)	MÉDIA (m/s)	DESVIO PADRÃO (m/s)
0 - 1	3.2	2.1
1 - 2	3.0	2.1
2 - 3	2.8	2.0
3 - 4	2.8	2.0
4 - 5	2.7	2.0
5 - 6	2.7	2.0
6 - 7	2.6	1.9
7 - 8	2.6	1.9
8 - 9	2.6	1.9
9 - 10	2.7	1.9
10 - 11	3.0	1.8
11 - 12	3.2	1.8
12 - 13	3.5	1.7
13 - 14	3.8	1.8
14 - 15	4.1	1.8
15 - 16	4.4	1.8
16 - 17	4.5	1.9
17 - 18	4.5	2.0
18 - 19	4.4	2.1
19 - 20	4.2	2.2
20 - 21	4.1	2.3
21 - 22	3.9	2.3
22 - 23	3.7	2.3
23 - 24	3.5	2.3

FONTE: SOFTWARE ALWIN

Através da Tabela 13, verifica-se que os períodos de calmaria são extensos, com médias variando de 1 a 2 h, com períodos máximos de 15 a 26 h. Esses períodos são considerados longos (PETRY & MATTUELLA, 2007), pois representam os horários que a turbina eólica não estaria em funcionamento, não sendo atrativo para empreendimentos eólicos.

TABELA 13 – ANÁLISE DAS CALMARIAS PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL

CALMARIAS (min.)	t / T(<1.0) (%)	t / T(<2.0) (%)
>= 1	0.0	0.0
>= 2	0.0	0.0
>= 4	0.0	0.0
>= 8	0.0	0.0
>= 16	0.0	0.0
>= 32	0.0	0.0
>= 64	3.6	8.6
>= 128	1.5	6.4
>= 256	0.9	6.4
>= 512	0.3	3.9
>= 1024	0.0	0.1
>= 2048	0.0	0.0
>= 4096	0.0	0.0
Média (min.)	95	135
Máximo (min.)	900	1560

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.5. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS, PREVISÃO DE ENERGIA GERADA E ESCOLHA DO MELHOR AEROGERADOR

7.5.1. EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS

Observou-se um problema na geração dos gráficos de previsão em relação às rugosidades, visto que a produção de energia teria de ser maior na rugosidade $Z_0 = 0,0002$ m (mar calmo) (rugosidade 2) em relação a rugosidade $Z_0 = 0,250$ m (Muitas árvores e algumas construções) (rugosidade 1), pois a energia cinética do vento chega sem turbulência nas turbinas neste ambiente segundo Helimax (2008) e Delong e Westgate (2005), o que não é expresso em nenhum dos gráficos gerados utilizando o ALWIN.

Este problema pode estar relacionado com o fato do *software* não levar em consideração a topografia do terreno, bem como a paisagem circundante, conforme discutido por Berg & Furulind (2008). Os resultados obtidos com rugosidade $Z_0 = 0,0002$ m são mostrados nas figuras 27, 29, 31 e 33. Quando comparadas com as figuras 26, 28, 30 e 32 que possuem rugosidade $Z_0 = 0,250$ m pode-se determinar que não é possível utilizar o ALWIN em estudos como este, pois ele fornece dados que não são compatíveis com o ambiente estudado.

7.5.2. AEROGERADOR ENERCON E-44

Analizando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 1 (Figura 26), pode-se afirmar que a previsão de produção com esta turbina seria baixa. O item *Average Power* nos indica qual a potência média que o aerogerador trabalharia durante o período estudado. O valor medido indicado foi 120,4 kW, sendo considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz de gerar 900 kW em média.

O mesmo ocorre com o *Energy Measured*, o qual indica a energia que seria produzida durante o período dos dados analisados. O valor encontrado de 2.981 MWh é baixo. Quando analisa-se juntamente com o *Capacity Factor*, que indica a porcentagem de tempo que a turbina realmente estaria produzindo energia, pode-se concluir que ela trabalharia somente 13,2% do tempo em 3 anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 1, seria de 6.775 MWh no período estudado.

Pontal do Sul

Time: 01.01.2007_00:Meas.Height: 10.0 m
Altitude: 0 m Temperature: 22.0 °C

Enercon E-44 / 900kW 55m

Hub Height: 55.0 m
Conversion factor (log): 1.462 (Z0 = 0.250 m)

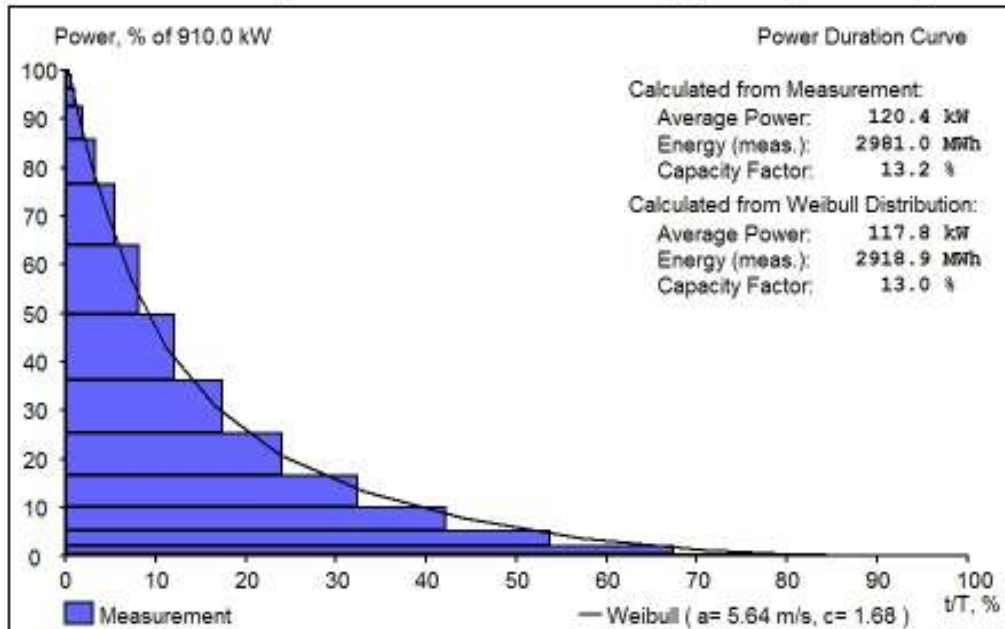


FIGURA 26 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-44 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 14 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-44

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 - 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 - 0.00	95.79	94.68
2 - 3	0.00 - 3.88	84.49	83.94
3 - 4	3.88 - 19.40	67.40	70.76
4 - 5	19.40 - 48.50	53.72	57.07
5 - 6	48.50 - 93.11	42.21	44.23
6 - 7	93.11 - 151.31	32.35	33.01
7 - 8	151.31 - 230.85	24.02	23.79
8 - 9	230.85 - 329.78	17.43	16.58
9 - 10	329.78 - 451.99	12.07	11.19
10 - 11	451.99 - 581.96	8.18	7.32
11 - 12	581.96 - 696.64	5.45	4.65
12 - 13	696.64 - 779.47	3.36	2.87
13 - 14	779.47 - 841.50	1.91	1.72
14 - 15	841.50 - 875.45	1.11	1.00
15 - 16	875.47 - 900.95	0.59	0.57
16 - 17	900.95 - 909.14	0.32	0.32
17 - 18	909.14 - 910.00	0.17	0.17
18 - 19	910.00 - 910.00	0.08	0.09
19 - 20	910.00 - 910.00	0.03	0.05
20 - 21	910.00 - 910.00	0.02	0.02
21 - 22	910.00 - 910.00	0.01	0.01
22 - 23	910.00 - 910.00	0.00	0.00
23 - 24	910.00 - 910.00	0.00	0.00
24 - 25	910.00 - 910.00	0.00	0.00
25 - 26	910.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 - 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 2 (Figura 27), pode-se determinar que a previsão de produção desta turbina também é baixa. O *Average Power* indica que a potência média seria de 63,5 kW, considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 900 kW em média.

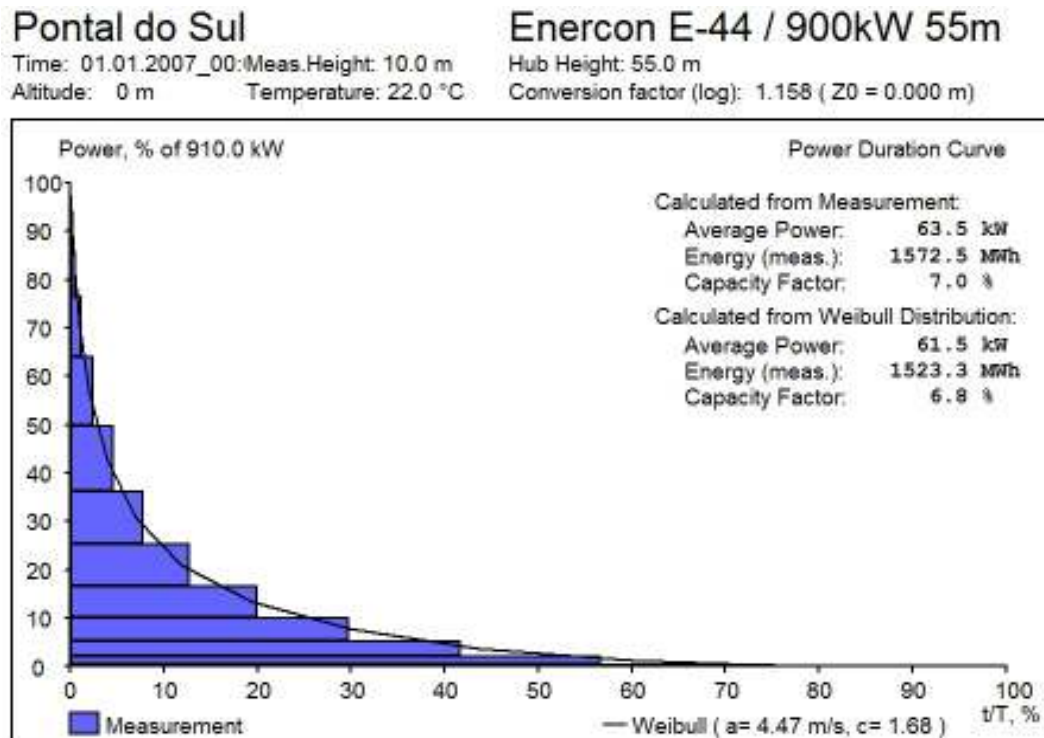


FIGURA 27 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-44 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

O *Energy Measured*, que indica a energia gerada, o valor obtido de 1.572,5 MWh é considerado baixo, pois quando é analisado juntamente com o *Capacity Factor*, pode-se concluir que ela trabalharia somente 7,0% do tempo de 3 anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina com a rugosidade 2 seria de 6.739 MWh no período estudado.

TABELA 15 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0=0.0002$ NO MODELO E-44

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 – 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 – 0.00	94.68	92.23
2 - 3	0.00 – 3.88	75.35	77.17
3 - 4	3.88 – 19.40	56.60	59.92
4 - 5	19.40 – 48.50	41.68	43.59
5 - 6	48.50 – 93.11	29.73	29.88
6 - 7	93.11 – 151.31	19.88	19.38
7 - 8	151.31 – 230.85	12.68	11.93
8 - 9	230.85 – 329.78	7.77	6.99
9 - 10	329.78 – 451.99	4.57	3.91
10 - 11	451.99 – 581.96	2.45	2.08
11 - 12	581.96 – 696.64	1.18	1.06
12 - 13	696.64 – 779.47	0.55	0.52
13 - 14	779.47 – 841.50	0.26	0.24
14 - 15	841.50 – 875.45	0.09	0.11
15 - 16	875.47 – 900.95	0.03	0.05
16 - 17	900.95 – 909.14	0.01	0.02
17 - 18	909.14 – 910.00	0.00	0.01
18 - 19	910.00 - 910.00	0.00	0.00
19 - 20	910.00 - 910.00	0.00	0.00
20 - 21	910.00 - 910.00	0.00	0.00
21 - 22	910.00 - 910.00	0.00	0.00
22 - 23	910.00 - 910.00	0.00	0.00
23 - 24	910.00 - 910.00	0.00	0.00
24 - 25	910.00 - 910.00	0.00	0.00
25 - 26	910.00 – 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 – 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.5.3. AEROGERADOR ENERCON E-48

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 1 (Figura 28), pode-se afirmar que a previsão de produção com esta turbina também é baixa. O *Average Power* indica a potência média de 129,1 kW, sendo considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 800 kW, em média.

No *Energy Measured*, o qual indica a energia gerada, o valor de 3.196,9 MWh encontrado é considerado baixo, pois quando analisado em conjunto com o *Capacity Factor*, conclui-se que ela trabalharia somente 15,9% do tempo no período de 3 anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 1, seria de 6.031 MWh no período estudado.

Pontal do Sul

Time: 01.01.2007_00:Meas.Height: 10.0 m
Altitude: 0 m Temperature: 22.0 °C

Enercon E-48 / 800kW 50m

Hub Height: 50.0 m
Conversion factor (log): 1.436 (Z0 = 0.250 m)

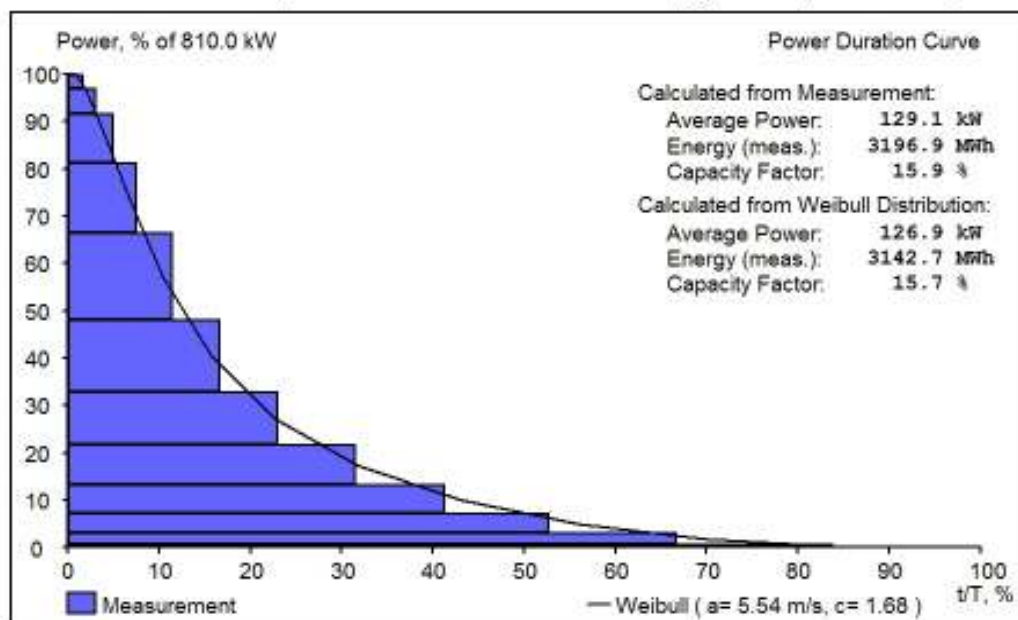


FIGURA 28 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-48 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 16 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-48

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 - 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 - 0.00	95.71	94.53
2 - 3	0.00 - 4.85	83.87	83.50
3 - 4	4.85 - 24.26	66.66	70.02
4 - 5	24.26 - 58.23	52.73	56.11
5 - 6	58.23 - 106.76	41.30	43.14
6 - 7	106.76 - 174.69	31.46	31.92
7 - 8	174.69 - 266.89	22.97	22.77
8 - 9	266.89 - 388.21	16.60	15.70
9 - 10	388.21 - 538.64	11.44	10.47
10 - 11	538.64 - 658.33	7.48	6.76
11 - 12	658.33 - 740.59	4.98	4.24
12 - 13	740.59 - 784.84	3.04	2.58
13 - 14	784.84 - 807.22	1.63	1.52
14 - 15	807.22 - 810.00	0.94	0.87
15 - 16	810.00 - 810.00	0.52	0.49
16 - 17	810.00 - 810.00	0.27	0.27
17 - 18	810.00 - 810.00	0.13	0.14
18 - 19	810.00 - 810.00	0.06	0.07
19 - 20	810.00 - 810.00	0.03	0.04
20 - 21	810.00 - 810.00	0.01	0.02
21 - 22	810.00 - 810.00	0.00	0.01
22 - 23	810.00 - 810.00	0.00	0.00
23 - 24	810.00 - 810.00	0.00	0.00
24 - 25	810.00 - 810.00	0.00	0.00
25 - 26	810.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 - 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 2 (Figura 29), pode-se afirmar que a previsão de produção com esta turbina também é baixa. O *Average Power* indica a potência média de 71,7 kW, considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 800 kW, em média.

O *Energy Measured*, que indica a energia gerada, o valor encontrado de 1.775,5 MWh pode ser considerado baixo, pois quando é analisado o *Capacity Factor*, pode-se determinar que ela trabalharia somente 8,9% do tempo, considerando o período de 3 anos. Utilizando a porcentagem que seria o ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 2, seria de 5.984,8 MWh, no período estudado.

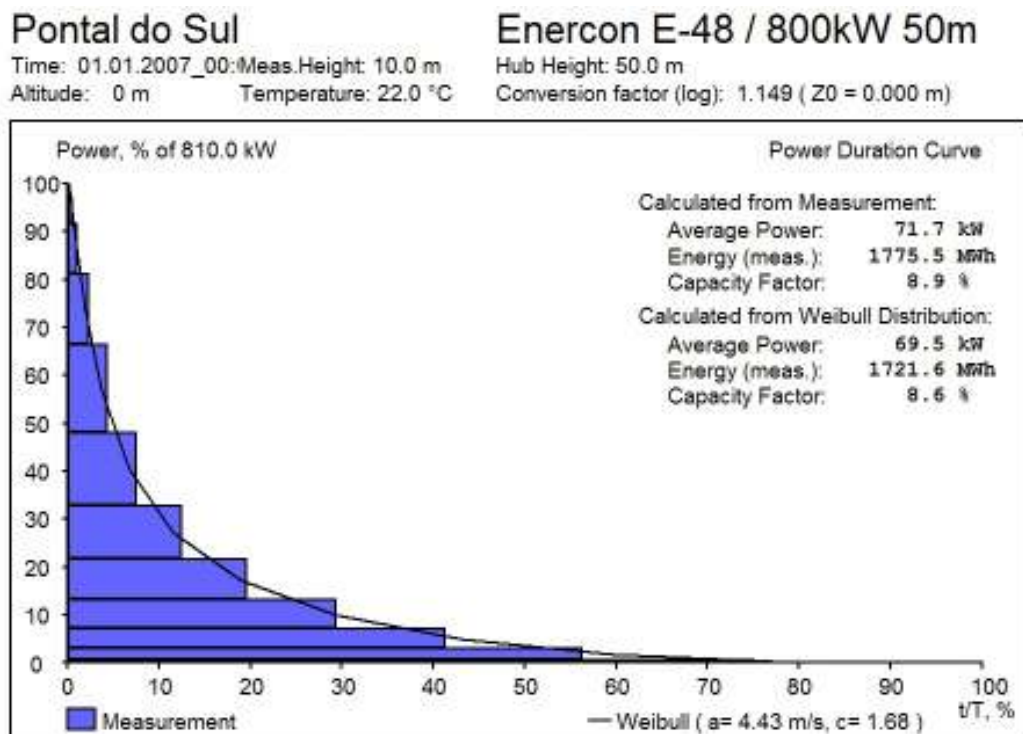


FIGURA 29 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-48 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 17 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0=0.0002$ NO MODELO E-48

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 – 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 – 0.00	94.64	92.14
2 - 3	0.00 – 4.85	75.02	76.91
3 - 4	4.85 – 24.26	56.20	59.53
4 - 5	24.26 – 58.23	41.29	43.13
5 - 6	58.23 – 106.76	29.32	29.42
6 - 7	106.76 – 174.69	19.54	18.97
7 - 8	174.69 – 266.89	12.42	11.61
8 - 9	266.89 – 388.21	7.47	6.75
9 - 10	388.21 – 538.64	4.37	3.75
10 - 11	538.64 – 658.33	2.31	1.98
11 - 12	658.33 – 740.59	1.11	1.00
12 - 13	740.59 – 784.84	0.52	0.49
13 - 14	784.84 – 807.22	0.24	0.23
14 - 15	807.22 – 810.00	0.08	0.10
15 - 16	810.00 - 810.00	0.03	0.04
16 - 17	810.00 - 810.00	0.01	0.02
17 - 18	810.00 - 810.00	0.00	0.01
18 - 19	810.00 - 810.00	0.00	0.00
19 - 20	810.00 - 810.00	0.00	0.00
20 - 21	810.00 - 810.00	0.00	0.00
21 - 22	810.00 - 810.00	0.00	0.00
22 - 23	810.00 - 810.00	0.00	0.00
23 - 24	810.00 - 810.00	0.00	0.00
24 - 25	810.00 - 810.00	0.00	0.00
25 - 26	810.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 – 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.5.4. AEROGERADOR ENERCON E-70

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 1 (Figura 30), pode-se afirmar que a previsão de produção com esta turbina é baixa. O *Average Power* indica qual a potência média, de 337,8 kW, sendo considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar, 2.300 kW em média.

O *Energy Measured*, que indica a energia gerada, encontra-se o valor de 8.635,9 MWh, considerado baixo, pois quando é analisado juntamente com o *Capacity Factor*, pode-se determinar que ela trabalharia somente 14,6% do tempo em 3 anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 1, seria de 17.190,2 MWh no período estudado.

Pontal do Sul

Time: 01.01.2007_00:Meas.Height: 10.0 m
Altitude: 0 m Temperature: 22.0 °C

Enercon E-70 / 2.300kW 64m

Hub Height: 64.0 m
Conversion factor (log): 1.503 (Z0 = 0.250 m)

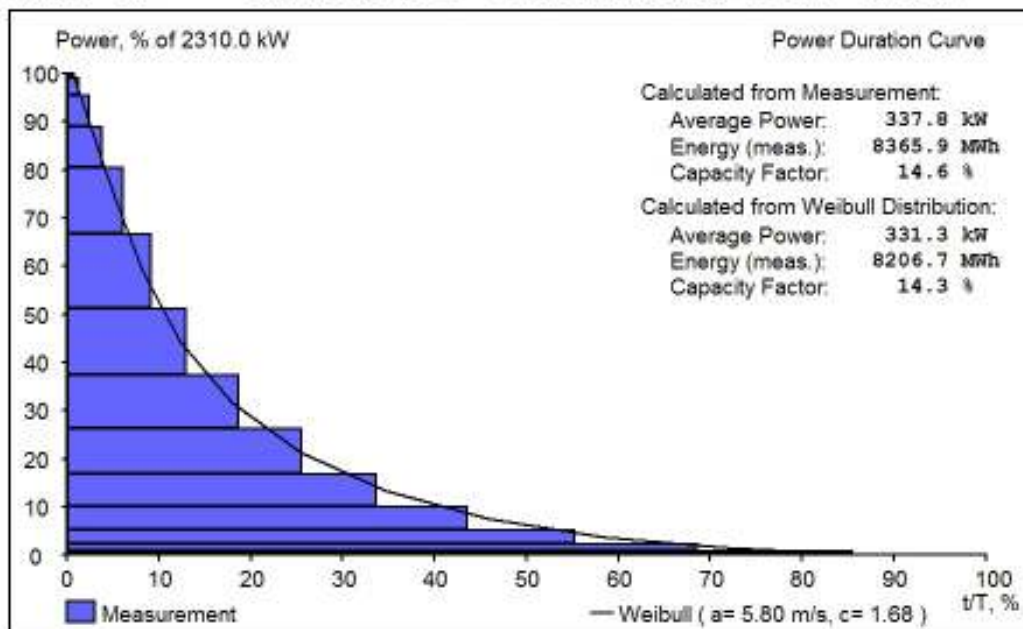


FIGURA 30 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-70 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 18 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-70

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 - 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 - 1.94	95.90	94.92
2 - 3	1.94 - 17.44	85.44	84.62
3 - 4	17.44 - 54.26	68.55	71.88
4 - 5	54.26 - 123.05	55.21	58.55
5 - 6	123.05 - 232.54	43.60	45.90
6 - 7	232.54 - 387.56	33.74	34.72
7 - 8	387.56 - 606.53	25.62	25.40
8 - 9	606.53 - 864.26	18.70	17.99
9 - 10	864.26 - 1184.97	13.06	12.36
10 - 11	1184.97 - 1540.56	9.24	8.25
11 - 12	1540.56 - 1861.04	6.16	5.35
12 - 13	1861.04 - 2055.49	3.85	3.37
13 - 14	2055.49 - 2208.00	2.43	2.07
14 - 15	2208.00 - 2289.00	1.37	1.24
15 - 16	2289.00 - 2308.32	0.71	0.72
16 - 17	2308.32 - 2310.00	0.44	0.41
17 - 18	2310.00 - 2310.00	0.24	0.23
18 - 19	2310.00 - 2310.00	0.10	0.12
19 - 20	2310.00 - 2310.00	0.06	0.07
20 - 21	2310.00 - 2310.00	0.02	0.03
21 - 22	2310.00 - 2310.00	0.01	0.02
22 - 23	2310.00 - 2310.00	0.00	0.01
23 - 24	2310.00 - 2310.00	0.00	0.00
24 - 25	2310.00 - 2310.00	0.00	0.00
25 - 26	2310.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 - 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 2 (Figura 31), pode-se determinar que a previsão de produção também é baixa. O *Average Power* indica a potência média de 172,9 kW, sendo considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 2.300 kW, em média.

No *Energy Measured*, foi encontrado o valor de 4.283,5 MWh, considerado baixo, pois quando analisado junto com o *Capacity Factor*, pode-se determinar que ela trabalharia somente 7,5% do tempo, no período de três anos. Utilizando-se a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina com a rugosidade 2 seria de 17.134 MWh, no período estudado.

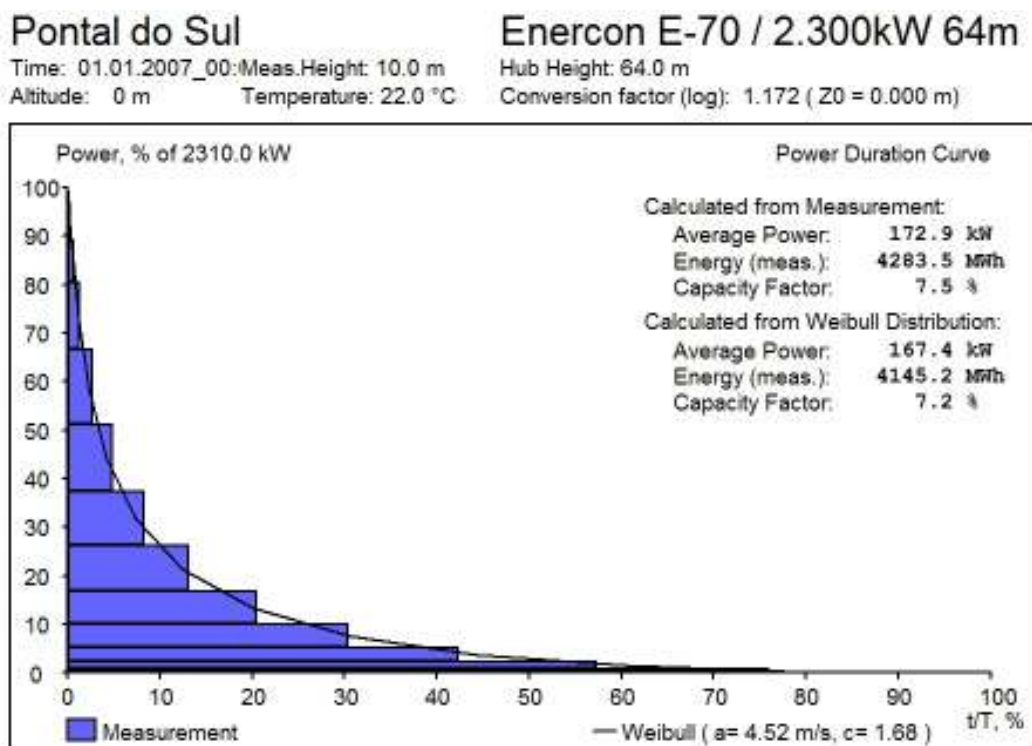


FIGURA 31 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-70 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 19 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.0002$ NO MODELO E-70

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 – 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 – 1.94	94.74	92.38
2 - 3	1.94 – 17.44	75.88	77.57
3 - 4	17.44 – 54.26	57.22	60.54
4 - 5	54.26 – 123.05	42.30	44.32
5 - 6	123.05 – 232.54	30.35	30.61
6 - 7	232.54 – 387.56	20.40	20.03
7 - 8	387.56 – 606.53	13.16	12.45
8 - 9	606.53 – 864.26	8.24	7.37
9 - 10	864.26 – 1184.97	4.90	4.17
10 - 11	1184.97 – 1540.56	2.66	2.25
11 - 12	1540.56 – 1861.04	1.30	1.17
12 - 13	1861.04 – 2055.49	0.60	0.58
13 - 14	2055.49 – 2208.00	0.28	0.28
14 - 15	2208.00 – 2289.00	0.11	0.13
15 - 16	2289.00 – 2308.32	0.04	0.06
16 - 17	2308.32 – 2310.00	0.02	0.02
17 - 18	2310.00 – 2310.00	0.00	0.01
18 - 19	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
19 - 20	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
20 - 21	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
21 - 22	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
22 - 23	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
23 - 24	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
24 - 25	2310.00 – 2310.00	0.00	0.00
25 - 26	2310.00 – 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 – 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.5.5. AEROGERADOR ENERCON E-82

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 1 (Figura 32), pode-se determinar que a previsão de produção é baixa. O *Average Power* indica a potência média de 464,6 kW, sendo considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 3.000 kW em média.

No *Energy Measured*, que indica a energia gerada, foi encontrado o valor de 11.507,2 MWh, considerado baixo, pois quando este dado é analisado junto com o *Capacity Factor*, pode-se concluir que ele trabalharia somente 15,4% do tempo, no período de três anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 1, seria de 22.416,2 MWh no período estudado.

Pontal do Sul

Time: 01.01.2007_00: Meas. Height: 10.0 m
Altitude: 0 m Temperature: 22.0 °C

Enercon E-82 / 3.000kW 78m

Hub Height: 78.0 m
Conversion factor (log): 1.557 (Z0 = 0.250 m)

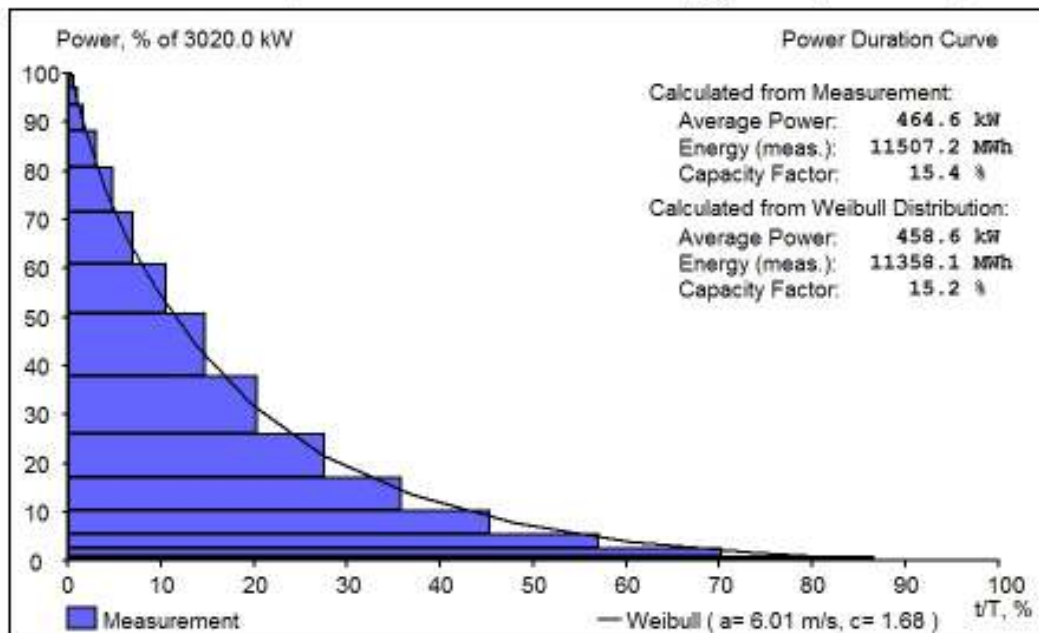


FIGURA 32 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-82 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,250$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 20 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0.250$ NO MODELO E-82

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 - 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 - 2.90	96.04	95.20
2 - 3	2.90 - 24.18	86.61	85.43
3 - 4	24.18 - 79.32	70.29	73.25
4 - 5	79.32 - 168.31	57.05	60.37
5 - 6	168.31 - 310.50	45.30	47.99
6 - 7	310.50 - 514.60	35.78	36.38
7 - 8	514.60 - 788.35	27.57	27.47
8 - 9	788.35 - 1141.41	20.26	19.85
9 - 10	1141.41 - 1528.33	14.81	13.93
10 - 11	1528.33 - 1837.87	10.54	9.51
11 - 12	1837.87 - 2160.32	7.04	6.32
12 - 13	2160.32 - 2439.88	4.81	4.09
13 - 14	2439.88 - 2666.05	3.05	2.58
14 - 15	2666.05 - 2825.20	1.70	1.59
15 - 16	2825.20 - 2932.37	1.05	0.96
16 - 17	2932.37 - 3006.88	0.58	0.56
17 - 18	3006.88 - 3020.00	0.33	0.32
18 - 19	3020.00 - 3020.00	0.19	0.18
19 - 20	3020.00 - 3020.00	0.08	0.10
20 - 21	3020.00 - 3020.00	0.04	0.05
21 - 22	3020.00 - 3020.00	0.02	0.03
22 - 23	3020.00 - 3020.00	0.01	0.01
23 - 24	3020.00 - 3020.00	0.00	0.01
24 - 25	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
25 - 26	3020.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 - 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

Analisando a energia produzida por esta turbina com a rugosidade 2 (Figura 33), pode-se concluir que a previsão de produção com esta turbina é baixa. O *Average Power* indica a potência média de 234,8 kW, considerado um valor baixo, já que esse modelo é capaz gerar 3.000 kW em média.

O *Energy Measured* indica um valor de 5.621,6 MWh, considerado baixo, pois quando analisado juntamente com o *Capacity Factor*, pode-se definir que ela trabalharia somente 7.8% do tempo, no período em três anos. Utilizando a porcentagem que seria ideal, o valor de geração elétrica aceitável para esta turbina, com a rugosidade 1, seria de 21.619,2 MWh, no período estudado.

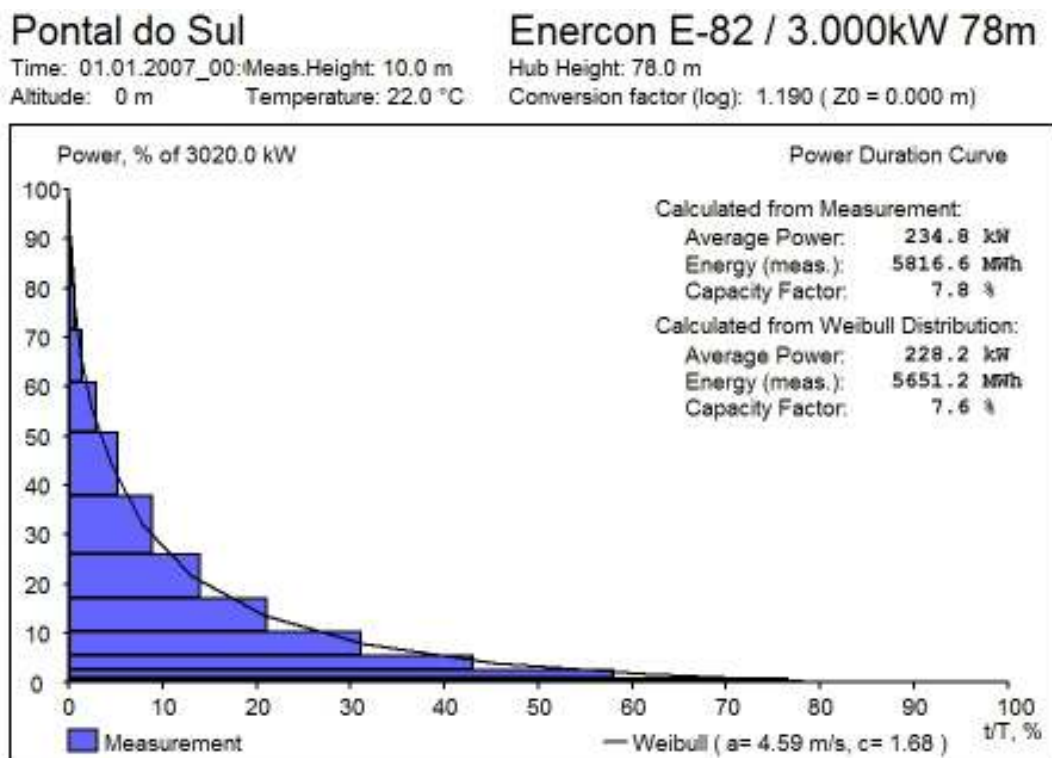


FIGURA 33 – GRÁFICO DE ENERGIA GERADA PELO AEROGERADOR ENERCON E-82 COM RUGOSIDADE $Z_0 = 0,0002$ m. FONTE: SOFTWARE ALWIN.

TABELA 21 – ENERGIA GERADA COM RUGOSIDADE $Z_0=0.0002$ NO MODELO E-82

VELOCIDADE (m/s)	POTÊNCIA (kW)	t / T % (MEDIDO)	t / T % (WEIBULL)
0 - 1	0.00 – 0.00	100.00	100.00
1 - 2	0.00 – 2.90	94.82	92.57
2 - 3	2.90 – 24.18	76.54	78.08
3 - 4	24.18 – 79.32	58.01	61.33
4 - 5	79.32 – 168.31	43.07	45.26
5 - 6	168.31 – 310.50	31.15	31.56
6 - 7	310.50 – 514.60	21.07	20.87
7 - 8	514.60 – 788.35	13.94	13.14
8 - 9	788.35 – 1141.41	8.84	7.88
9 - 10	1141.41 – 1528.33	5.31	4.52
10 - 11	1528.33 – 1837.87	2.94	2.48
11 - 12	1837.87 – 2160.32	1.44	1.31
12 - 13	2160.32 – 2439.88	0.66	0.66
13 - 14	2439.88 – 2666.05	0.33	0.32
14 - 15	2666.05 – 2825.20	0.14	0.15
15 - 16	2825.20 – 2932.37	0.06	0.07
16 - 17	2932.37 – 3006.88	0.02	0.03
17 - 18	3006.88 - 3020.00	0.01	0.01
18 - 19	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
19 - 20	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
20 - 21	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
21 - 22	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
22 - 23	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
23 - 24	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
24 - 25	3020.00 - 3020.00	0.00	0.00
25 - 26	3020.00 - 0.00	0.00	0.00
26 - 27	0.00 - 0.00	0.00	0.00

FONTE: SOFTWARE ALWIN

7.5.6. DEFINIÇÃO DO MELHOR AEROGERADOR PARA A REGIÃO

Na avaliação geral, todos os aerogeradores ficaram abaixo dos valores ideais para a geração eólica, indicando que a região de Pontal do Sul é inviável para a instalação de uma fazenda eólica, visto que as turbinas não trabalhariam nem na metade da sua capacidade total, podendo gerar prejuízos para um futuro investimento.

Outro problema encontrado foi em relação à rugosidade. Os valores de geração elétrica utilizando a rugosidade 2, que é em ambiente *offshore*, deveriam ser maiores do que os valores encontrados em *onshore* (DELONG & WESTGATE, 2005), o que não ocorreu, sendo esta uma grande desvantagem do *software* ALWIN empregado. Como citado anteriormente, Berg & Furulind (2008) já presenciaram estes problemas em seu estudo, devido ao fato de o *software* não levar em consideração a topografia do terreno chegando à conclusão de que o mesmo foi projetado para fazer prognósticos de apenas um setor em um parque eólico, não sendo adequado para análises em grandes parques eólicos. Ainda, o ALWIN não leva em conta as formas das paisagens circundantes, nem os efeitos da perda do vento, devido a outras turbinas em um parque eólico.

Porém, entre os quatro modelos simulados, pode-se avaliar aquele que seria melhor para a região, mesmo não sendo viável, somente para fins do estudo. A Tabela 22 nos mostra os valores dos itens *Average Power*, *Energy Measured* e *Capacity Factor* nas duas rugosidades adotadas.

TABELA 22 – VALORES TOTAIS DA POTÊNCIA MÉDIA, PRODUÇÃO TOTAL E FATOR DE CAPACIDADE PARA O PERÍODO DE 2007 A 2009 DA ESTAÇÃO METEOROLÓGICA DE PONTAL DO SUL

MODELOS	kW (MÉDIA)		MW (PERÍODO TOTAL)		FATOR DE CAPACIDADE (%)	
	RUGOSIDADE 1	RUGOSIDADE 2	RUGOSIDADE 1	RUGOSIDADE 2	RUGOSIDADE 1	RUGOSIDADE 2
E-44	120,4	63,5	2.981	1.572,5	13,2	7,0
E-48	129,1	71,7	3.196,9	1.775,5	15,9	8,9
E-70	337,8	172,9	8.365,9	4.283,5	14,6	7,5
E-82	464,6	234,8	11.507,2	5.816,6	15,4	7,8

FONTE: O AUTOR (2010)

Conclui-se a partir da Tabela 22 que o modelo E-48 seria o melhor para a região, tanto em ambiente *onshore* como *offshore*, pois é o modelo que mais trabalharia no período de tempo considerado (3 anos), produzindo, assim, o máximo de energia dentro da sua capacidade total de 800 kW.

Segundo Helimax (2008) um local ideal para a geração eólica necessita comportar no mínimo 100 MW de capacidade instalada, cujo o total de turbinas necessárias utilizando o modelo E-48 para alcançar essa capacidade, seria de 125 turbinas.

Utilizando valores monetários para o Brasil, fornecidos por ANEEL (2005) e Molly (2005), onde cada kW que a turbina pode produzir equivale US\$1.600, o custo de cada turbina E-48 seria de US\$ 1.280.000, sendo que o valor total de 125 turbinas seria de US\$ 160.000.000, não levando em consideração os custos de instalação e das fundações.

7.6. PADRÃO DE ONDAS E CORRENTES

No litoral paranaense foram feitos três levantamentos sobre dados de ondas. O primeiro foi realizado entre os meses de agosto e dezembro de 1982, com um ondógrafo instalado entre a Praia de Leste e o arquipélago de Currais. Este estudo revelou a existência de dois trens preferenciais de ondas, provenientes das direções ENE e SSE/SE, e que as ondas mais altas vêm do quadrante SE (PORTOBRÁS, 1983).

Os azimutes de frente de ondas observados no período de coleta de dados (Tabela 23) referem-se a dois sistemas distintos de geração de ondas: a direção ENE, gerada pela atuação dos ventos associados ao anticiclone tropical do Atlântico Sul

(centro de alta pressão), caracterizando ondas bastante regulares e de tamanho intermediário e as da direção SSE/SE, que se relacionam à passagem de sistemas meteorológicos, que ocasionam a formação de “ondas de tempestade” (PORTOBRÁS, 1983).

TABELA 23 – VALORES DE ALTURA, PERÍODO E DIREÇÃO DE ONDAS ENTRE AGOSTO E DEZEMBRO DE 1982

PARÂMETROS	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Altura máxima(m)	2,35	3,95	3,2	2,65	3,5
Altura significativa (m)	1,58	2,54	2,54	1,49	2,13
Período médio (s)	16,53	10,73	10,73	9,8	12,0
Direção	-	112°	133°	140°	123°

FONTE: Portobrás (1983)

O segundo levantamento, efetuado por Marone *et al.* (1997), em períodos de verão, indica que as ondas que adentram o CEP, pelo setor entre a ilha da Galheta e o balneário de Pontal do Sul, com alturas significativas menores que 0,5 m, com períodos da ordem de 7 s. Ondas menores, com alturas de até 0,25 m, apresentam períodos de até 12 s. A direção média principal de chegada de ondas é SE. Ainda, segundo os mesmos autores, as ondas possuem uma característica não linear de propagação, criando um fluxo turbulento, o que implica num maior poder de ressuspensão e transporte de sedimentos. Para o período de inverno, as ondas apresentam alturas significativas menores que 0,3m, com períodos da ordem de 5s. A direção principal de chegada de ondas é S-SE, ligeiramente diferente da situação encontrada no verão.

Lima *et al.*(2009), utilizando o dispositivo S4ADW (*InterOcean System Directional Wave Instrument*), coletaram dados de direção dos trens de ondas de outubro de 2006 até janeiro de 2008, entre os balneários de Shangri-lá e Ipanema, na isóbata de 10m, revelando trens de onda com direção predominante de SE.

O período de levantamento dos dados levantados por Marone *et al.* (1997) foi de extrema calmaria, recomendando-se mais medições, em condições energéticas mais fortes, comuns no inverno. Assim, os dados proporcionam uma pequena amostra de como é o padrão de ondas durante esta estação.

Para dados de correntes, Camargo *et al.* (1995), baseando-se no deslocamento de garrafas de deriva ao longo da costa, concluíram que o fluxo principal das correntes de deriva litorânea na região é para a direção norte. A inversão de deriva, para o sul, ocorre frequentemente e foi observado em campo diversas vezes em períodos de bom tempo, com ventos predominantes do quadrante NE, mas cuja intensidade é bem menos pronunciada (ANGULO, 1995).

Noernberg (2001), utilizando imagens de satélite Landsat 7, observou a troca de propriedades entre a zona de *surf* e a plataforma rasa na região a sul da desembocadura do CEP, materializadas pela presença de correntes de retorno com características erosivas. A pluma de sedimentos, observada por este autor para a delimitação das correntes de retorno, é proveniente da ressuspensão de sedimentos pela ação das ondas sobre o fundo da área. No mesmo estudo, descreve ainda mega-correntes de retorno (*mega rip-currents*) na porção central da área, formadas pelas massas d'água convergindo de Pontal do Sul para Praia de Leste e de Matinhos para Praia de Leste, ultrapassando a isobáta de 10 m (Figura 34). Nestas condições de energia, poder haver trocas importantes de propriedades e constituintes entre a zona de *surf* e a plataforma rasa.

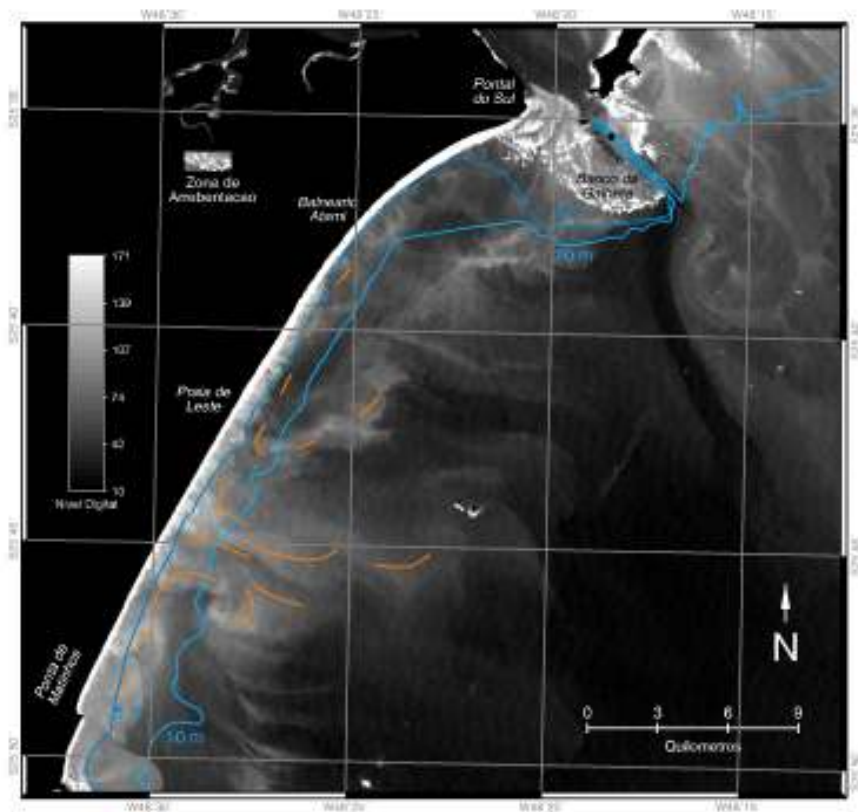


FIGURA 34 – CORRENTES DE RETORNO E MEGA-CORRENTES DE RETORNO NO BALNEÁRIO DE PRAIA DE LESTE. FONTE: NOERNBERG (2001).

Noernberg (2001) ainda observou a inexistência de correntes de retorno em Pontal do Sul, sendo que essas correntes começam a aparecer a partir do Balneário Atami, com espaçamento de 150 m entre elas, com comprimento transversal à costa, de 170 m.

Os dados sobre a direção dos trens de onda e das correntes de deriva litorânea foram importantes, pois revelam um padrão de direção para S/SE e N respectivamente. Segundo Delong & Westgate, (2005), esses tipos de esforços combinam-se com os esforços de vento que atingem a turbina, podendo avariar a fundação se tiverem a mesma direção, com fortes intensidades. Todavia, esses dados podem ser utilizados em um estudo futuro de esforços e fadigas na fundação.

Os dados de correntes de retorno ajudaram a classificar melhor os possíveis locais para a instalação do empreendimento eólico na região. Pode-se afirmar que Pontal do Sul é o melhor local estudado, pois não sofre influência desse fenômeno com características erosivas, sendo ainda, bem próximo do sítio onde os dados de vento foram coletados. Noernberg (2001) concluiu que pode haver trocas importantes de propriedades e constituintes entre a zona de *surf* e a plataforma rasa, onde ocorrem esses fenômenos, sendo importante haver uma distância de segurança das fundações em relação as correntes de retorno, pois podem gerar esforços de fadiga (DELONG & WESTGATE, 2005) na fundação, dependendo da sua intensidade, podendo afetar a sua estabilidade.

Com relação às características das marés, o Grupo de Física Marinha – GFM do Centro de Estudos do Mar – CEM, da UFPR, definiu que a costa paranaense possui regime de micromarés (amplitudes normalmente menores que 2,0 m). Harari & Camargo (1994) indicam uma amplitude de maré de 1,8m na desembocadura da baía de Paranaguá, decrescendo ao longo da costa, tanto para sul como para norte.

Analisando os valores relacionados às marés sobre a região de Pontal do Sul, não foi possível inferir se estas afetariam ou não as estruturas de fundação dos aerogeradores, visto que não foi encontrado valores padrões na literatura sobre alturas de maré que poderiam afetar as fundações.

7.7. COMPOSIÇÃO SEDIMENTAR E O TIPO DE FUNDAÇÃO

A região próxima a desembocadura do CEP é utilizada para o lazer, pesca artesanal e atividades portuárias. Devido a esta última atividade, a via de acesso ao porto de Paranaguá na desembocadura (Canal da Galheta) é dragado regularmente, desde 1972, quando ocorreu a sua abertura. Estas obras modificaram a dinâmica costeira local, amplificando a interrupção da transferência de sedimentos da porção Sul para a porção Norte do litoral paranaense, criando uma armadilha de sedimentos no canal navegável (ANGULO, 1999; LAMOUR *et al.*, 2007 a).

Além das atividades de dragagem, ocorre na região os pontais rochosos, associados às elevações topográficas da Ilha do Mel, na desembocadura Sul do CEP. A posição destes pontais confere aos fluxos de correntes de maré maior projeção na plataforma continental rasa, em direção ao quadrante SE. Assim, os fluxos de maré causam o efeito de molhe hidráulico (ANGULO, 1999; LAMOUR, 2000; LAMOUR *et al.*, 2007 a) retendo os sedimentos transportados pelas correntes de deriva longitudinal, os quais formam o banco da Galheta, que constituem o delta de maré vazante do estuário gerando déficit de sedimentos na desembocadura Norte do canal (LAMOUR *et al.*, 2007 b).

Lamour *et al.* (2004), estudando as áreas de desembocaduras Norte e Sul do CEP, constataram que predominam areias finas a médias na desembocadura Sul, e areias finas à grossas na desembocadura Norte, de moderadamente a bem selecionados no Sul e moderadamente à pobremente selecionados na norte, ocorrendo em ambas as desembocaduras, o predomínio de areias finas tanto na sua porção externa, quanto na porção proximal da plataforma rasa adjacente. Outro ponto marcante que pode ser observado é a concentração de areias muito finas na porção distal da plataforma rasa (LAMOUR *et al.*, 2007 b).

Veiga *et al.* (2006) analisaram a composição sedimentar na porção central da plataforma continental paranaense, que apresentou grande predominância de areias finas, ocorrendo corpos de areia média a grossa entre os 10 e 15 m de profundidade e junto à costa (5 – 10 m) ocorre uma faixa muito fina de silte e argila (Figura 35).

A costa do litoral central paranaense foi caracterizada como uma costa do tipo dominada por tempestades, visto que as características observadas indicam que o principal controlador da dinâmica deposicional atual é o regime de ondas (VEIGA *et al.*, 2006). Durante as tempestades, a energia de ondas é maior, e o registro deposicional irá preservar o retrato desses eventos episódicos de maior energia, podendo erodir em parte ou totalmente os registros da deposição ocorrida durante períodos de menor energia de ondas.

Com essa composição sedimentar, e utilizando parâmetros da empresa Offshore Wind (2010) e estudos de Delong & Westgate (2005), é possível inferir que podem ser utilizados para fundação dos modelos aerogeradores descritos anteriormente, os quais são: *Bucket*, *Tripile*, *Tripod*, *Jacket*, *Monopile*. Já a fundação *Gravity* não é aconselhável, visto que não ocorre solo oceânico rochoso na região.

As informações secundárias sobre composição sedimentar também possibilitou avaliar um possível local para a implantação das fundações. Os estudos de Veiga *et al.* (2006) e Lamour *et al.* (2004) mostraram que o litoral central paranaense é dominado por sedimentos arenosos, sendo possível a instalação das fundações em

qualquer parte dessa região. Mas levando em consideração os resultados obtidos no item 7.6, fica evidente que a região de Pontal do Sul seria o melhor local para a instalação das fundações, pois é a única região que não ocorre correntes de retorno.

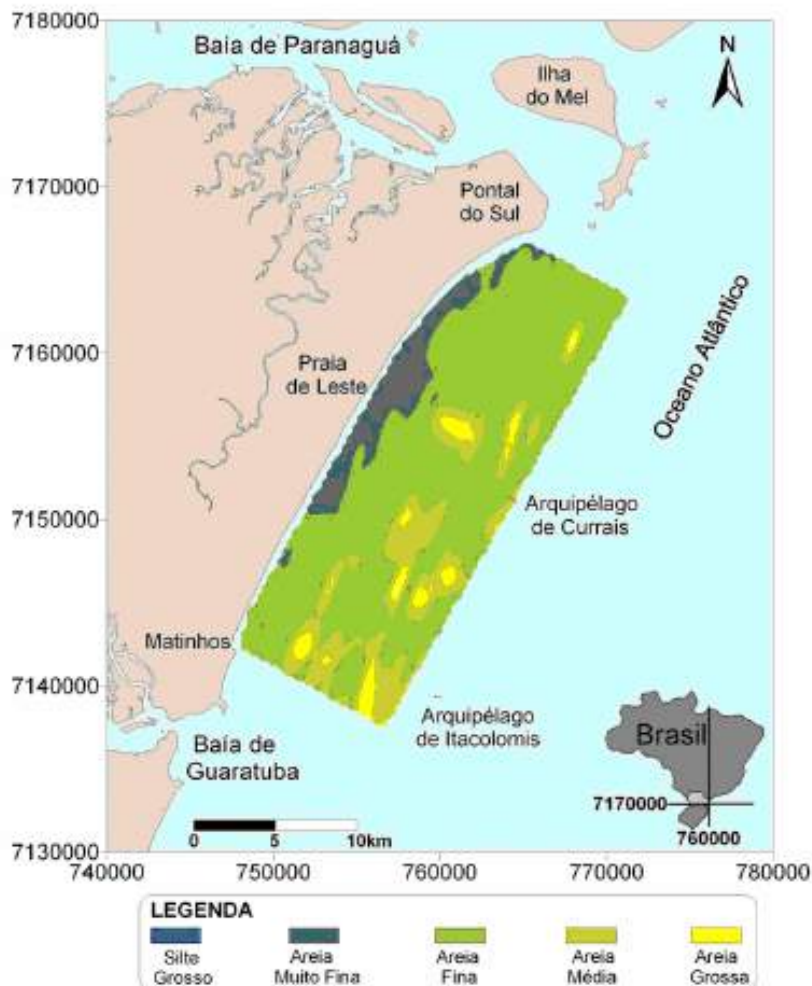


FIGURA 35 – DISTRIBUIÇÃO DA MÉDIA GRANULOMÉTRICA NOS SEDIMENTOS DE FUNDO DA FACE DA COSTA DA PORÇÃO CENTRAL DO LITORAL PARANAENSE. FONTE: VEIGA *et al.* (2006).

Também devem ser considerados eventuais movimentos tectônicos na região, que poderiam influenciar as eventuais estruturas dos aerogeradores. Todavia, não existem sismógrafos instalados na região. Vieira dos Santos (1850) relata a ocorrência de dois eventos na região. O primeiro aconteceu no ano de 1789, na cidade de Cananéia, no Estado de São Paulo, bem próxima da região estudada, onde foi relatado inclusive a ocorrência de “ressacas” e condições adversas na baía de Cananéia no momento do abalo. O segundo foi em Paranaguá, no ano de 1845. Assim, seriam necessários estudos mais detalhados sobre este aspecto na região.

7.8. ÁREA PARA A INSTALAÇÃO

De acordo com os dados obtidos nos itens 7.6 e 7.7, é possível inferir que o balneário de Pontal do Sul é o melhor local para a instalação das fundações em ambiente *offshore*. Analisando aspectos deste balneário, com os conflitos demonstrados por Helimax (2008) para a escolha de um local, foram encontrados diversos conflitos citados abaixo.

Segundo o IBGE (2009), o Município de Pontal do Paraná tem uma densidade populacional de 94 hab/km², devido a sua pequena extensão territorial (200,5 km²) e uma população de 17.820 habitantes. Comparando esse valor com a Tabela 9, pode-se determinar que não é viável a instalação de um parque eólico costa-adentro, pois poderia gerar diversos impactos, tanto visuais como sonoros. Em ambiente *offshore* não haveria esse problema, visto que os impactos citados acima seriam bem menos perceptíveis.

Ainda utilizando a Tabela 9, juntamente com os dados batimétricos e de distância da costa fornecidos pela Carta Náutica n° 1.820 (DHN, 2008), que abrange o litoral central paranaense, foi possível localizar um local propício para a instalação dos aerogeradores (Figura 36).

Este local apresenta distância de pouco mais de 5 km da costa apresentando profundidades variando de 13 a 17 m, sendo consideradas favorável e muito favorável por aquela classificação. O problema encontrado nessa região é a de que ela é utilizada como fundeadouro para navios que estão aguardando a liberação de acesso para o porto de Paranaguá. Seria necessária uma mudança de local do fundeadouro da região atual, visto que navios podem fundear em maiores profundidades do que as encontradas na região escolhida.

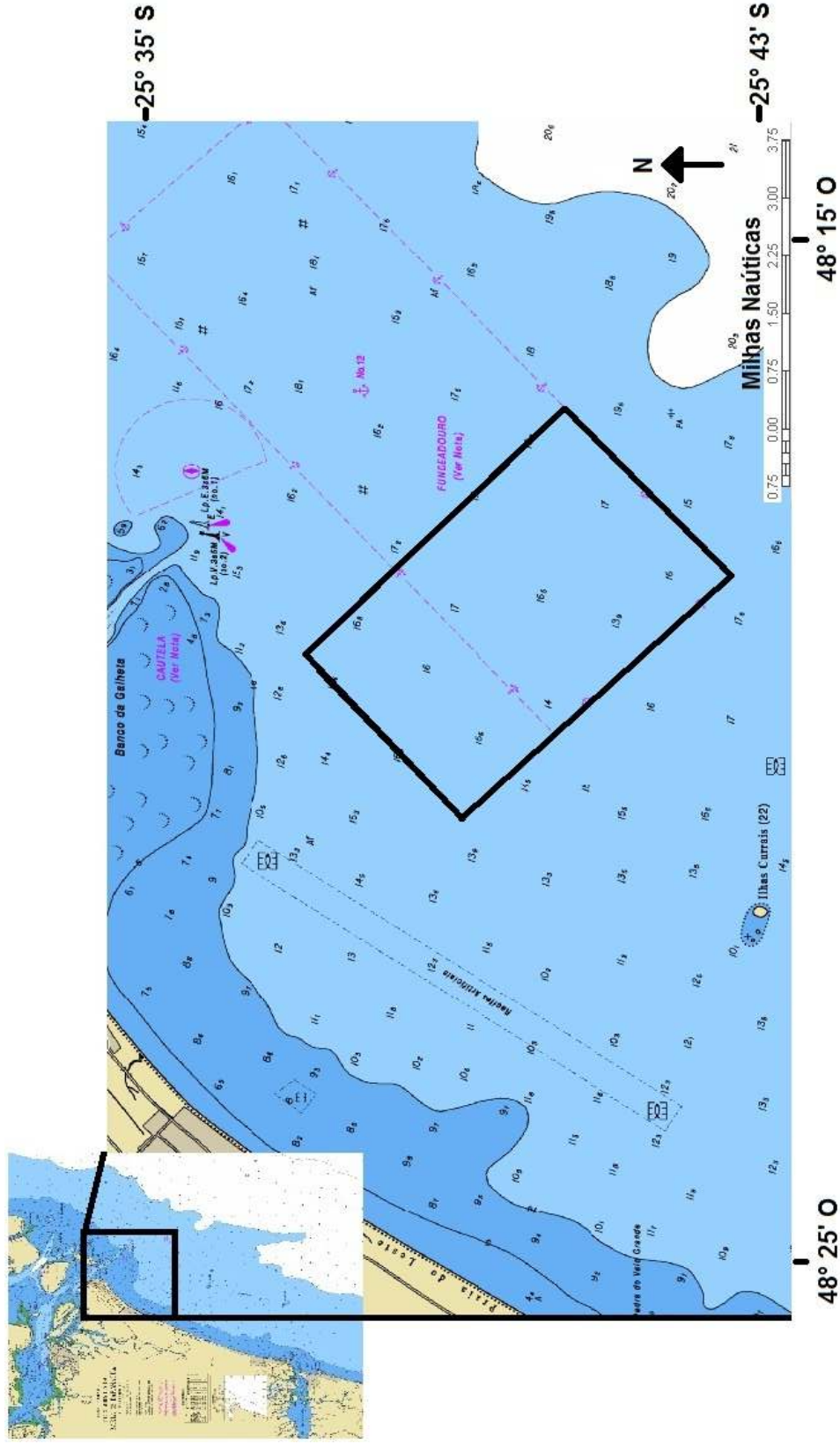


FIGURA 36 – LOCAL PARA INSTALAÇÃO DE UM PAQUE EÓLICO NO BALNEÁRIO DE PONTAL DO SUL. ÁREA RETANGULAR EM PRETO. FONTE: DHN (2008). ADAPTADO: O AUTOR.

Em relação à Tabela 8, a região apresenta várias áreas de conflito de usos (Figura 37). Existem várias áreas de preservação ambiental, como parques nacionais, corredores de biodiversidade, habitats submersos e habitats especiais (PARANÁ MAR & COSTA, 2006).

Em relação ao Parque Nacional de Currais, várias espécies de pássaros têm seus ninhos neste sítio. A mortalidade tem maior incidência sobre as aves migratórias do que sobre as aves residentes, sendo que parques eólicos não devem ser construídos próximos aos habitats de aves. A mortalidade em aves locais é muito reduzida sendo $<1/\text{máquina/ano}$ (SÁ DA COSTA, 2005).

O litoral paranaense é um local de rota de aves migratórias do hemisfério norte, principalmente nas estações de primavera e verão, que migram para o sul e sudeste do Brasil. Por exemplo, Barbieri *et al.* (2000) citam que o município de Ilha Comprida, São Paulo, próximo à Pontal do Paraná, é uma das áreas de parada para o forrageio e descanso da Batuíra-de-Bando (*Charadrius semipalmatus*) (Figura 38), durante a migração de retorno para o hemisfério norte (abril) e áreas de alimentação no hemisfério sul (setembro). Mestre *et al.* (2007) também relatam a presença desta espécie na Baía de Paranaguá e suas proximidades. Assim, seria necessário avaliar o quão importante são essas áreas sob este aspecto.

Apesar de todos esses conflitos na região para a instalação de uma usina eólica, a geração de energia através de fontes eólicas é importante para o ambiente, pois contribui para a melhoria global da qualidade do mesmo, pois não gera CO_2 , cuja a ocorrência ocorre apenas no momento de sua construção.

Outra vantagem é que o gasto de sua construção é convertido em cerca de 20 vezes ao longo de sua vida útil (SÁ DA COSTA, 2005), podendo ser uma fonte de renda para região, visto que gera empregos, desde a construção até a manutenção e monitoramento deste empreendimento (KROHN, 2002; MILLAIS & TESKE, 2005).

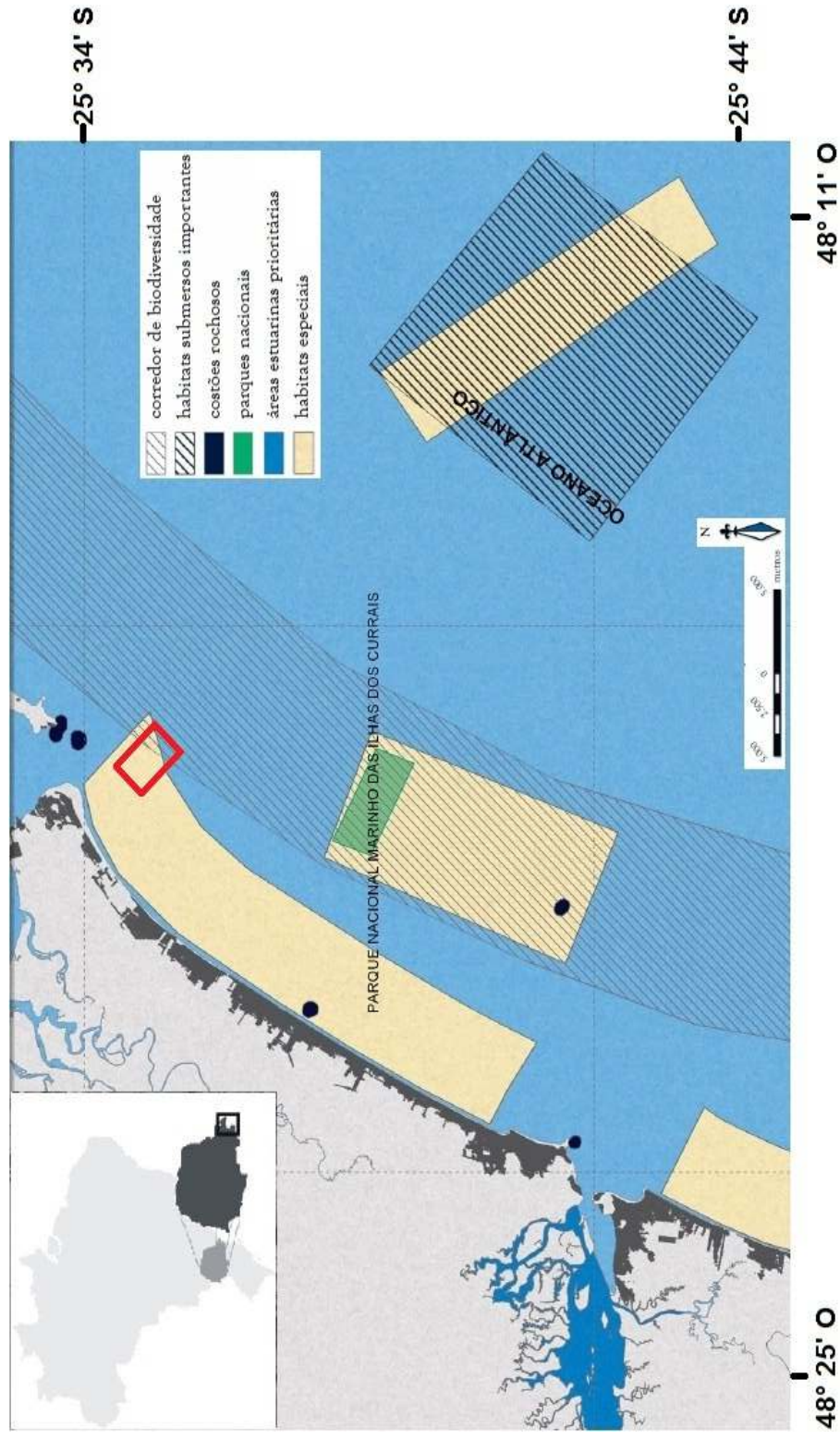


FIGURA 37 – PARQUES E HABITATS ESPECIAIS NO LITORAL CENTRAL PARANAENSE. EM VERMELHO, POSSÍVEL LOCAL PARA INSTALAÇÃO. FONTE: PARANÁ MAR & COSTA (2006). ADAPTADO: O AUTOR.



FIGURA 38 - BATUÍRA-DE-BANDO (*Charadrius semipalmatus*).

FONTE: http://www.birdingperu.com/picsfiles/photos_view.asp?idtipopic=2&idp=1578

8. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente trabalho, foi apresentado o estudo do potencial eólico no Balneário de Pontal do Sul, no Município de Pontal do Paraná – PR visando a geração de eletricidade de origem eólica, tanto em ambiente *onshore* como *offshore*, bem como o melhor tipo aerogerador e de fundação a ser empregada.

Os resultados encontrados nos testes realizados não foram satisfatórios, estando muito abaixo do que seria necessário para a geração eólica nos dois ambientes.

Com base nos parâmetros da Distribuição de Weibull e do Fator de Capacidade (*Capacity Factor*), os valores encontrados foram baixos, demonstrando que as turbinas ficariam ociosas grande parte do tempo, não retornando o valor que seria investido, gerando mais despesas, como a manutenção desses equipamentos. A velocidade média encontrada de 3,43 m/s é considerada baixa segundo Dalmaz *et al.* (2007) e Feitosa *et al.* (1993), sendo necessários ventos médios superiores a 6 m/s em média.

Os valores de Fator de Capacidade máximos, foram de 15,9% para *onshore* e de 8,9% para utilizando o melhor modelo para a região, o ENERCON E-48, cujos valores são enormemente baixos quando comparados com os valores encontrados no

Ceará e Rio Grande do Norte que têm Fator de Capacidade de 40% (DALMAZ *et al.*, 2007; APEB, 2005).

A região apresentou uma tendência de direção dos ventos entre os setores W, S e L, sendo que os setores SSW, S, SSE, ESE e E, foram os que tiveram as direções mais significativas, ocorrendo ventos com mais frequência no setor S (4,7 %), seguido por E (4,6 %).

Os dados de calmarias mostraram-se importantes, pois revelaram que os ventos de Pontal do Sul (31,4%) ficaram abaixo da velocidade de 2,0 m/s, tendo períodos máximos nessa velocidade de até 26 h seguidas, sendo um tempo extremamente longo para a geração eólica. Estes também revelaram que as maiores velocidades de vento em Pontal do Sul ocorrem no período da tarde e noite, mesmo assim com velocidades baixas, não passando de 4,5 m/s em média.

Em relação aos tipos de fundação, a região mostrou-se apta a receber estruturas de aerogeradores. Os modelos de fundação que poderiam ser utilizados são os modelos do tipo *Monopile*, *Jacket*, *Tripod*, *Tripile* e *Bucket*, pois todos podem ser implantados em sedimentos arenosos, que dominam a costa central do litoral paranaense. Mas estudos mais detalhados, com levantamentos sísmicos que abranjam 25 a 30 m (ou mais) de profundidade abaixo do fundo marinho seriam necessários para confirmar essa hipótese, pois estas estruturas necessitam de perfis estratigráficos homogêneos para a sua estabilidade.

O regime de ondas e correntes também foram satisfatórios, revelando que as direções de propagação, podem sofrer mudanças durante as estações do ano, aumentando suas intensidades nos períodos de inverno. Os estudos realizados na região também revelaram a ocorrência de *rip-currents*, que poderiam afetar as estruturas a serem colocadas, importantes na delimitação de uma possível área para a implantação *offshore*, proposta neste estudo.

A região proposta fica próxima da estação meteorológica de Pontal do Sul, sobrepondo-se a uma área de fundeadoiro dos navios que aguardam a entrada para o porto de Paranaguá, gerando conflito de uso. Essa área também é utilizada por aves migratórias vindas da América do Norte no verão, em busca de abrigo e alimentos. O local também tem diversos navios afundados que servem de abrigo para organismos marinhos, e recifes de corais artificiais (DHN, 2008). Também região existe nas adjacências dois parques nacionais, o de Superaguí e o da Ilha de Currais, o que limitaria talvez a implantação deste tipo empreendimento na região.

Sobre a geração de dados mais concisos na região, seria conveniente instalar bóias oceanográficas com anemômetros e outros equipamentos meteorológicos, visando coletar dados mais satisfatórios para testes eólicos no próprio ambiente

offshore. Já para a porção continental, seria importante a instalação de anemômetros em alturas equivalentes à dos aerogeradores eólicos de grande porte (50 m), pois assim sofreriam menor ação da turbulência que as barreiras físicas naturais (anteparos) criam nesse ambiente, gerando dados sem ruídos.

Com relação ao *software* ALWIN, através do qual foram feitos os prognósticos do potencial eólico, pode-se concluir que o mesmo, por possuir licença comercial livre, forneceu elementos suficientes para o desenvolvimento do trabalho acadêmico apresentado. Todavia, o ALWIN não leva em consideração o modelo topográfico digital do terreno e nem a paisagem circundante, cujos itens só poderiam ser avaliados através de outros *softwares*, que possuem essa capacidade, e que forneceriam um detalhamento maior. Seria necessário, no futuro, um estudo mais detalhado utilizando todos esses *softwares* para a confirmação efetiva dos resultados encontrados neste estudo.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. de. **Atlas Do Potencial Eólico Brasileiro**, Brasília, 2001.

AMENEDO, J. L. R.; FEITO, J. S. **Tecnologia de Aerogeradores**. In: Amenedo, J. L. R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. *Sistemas eólicos de producción de energia eléctrica*. Madrid: Rueda, 2003. p.97-179.

ANDRIGUETTO FILHO, J. M. **Sistemas técnicos de pesca e suas dinâmicas de transformação no Litoral do Paraná, Brasil**. Curitiba, 1999, 242 f. Tese (Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento) – Universidade Federal do Paraná, Université Paris7, Université Bordeaux 2.

ANGULO, R. J. **Feições deposicionais associadas às desembocaduras dos complexos estuarinos da costa paranaense**. V Congr. da Ass. Bras. de Estudos do Quaternário, ABEQUA. Niterói – RJ. Anais. p. 58-64.1995.

ANGULO, R. J. **Morphological characterization of the tidal deltas on the coast of the State of Paraná**. An. Acad. Bras. Cienc., Rio de Janeiro, v.71, n. 4-II. p. 935-959. 1999

ATLAS DA ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL: **Energia Eólica. 2ª edição**, Agência Nacional De Energia Elétrica - ANEEL (Capítulo nº6). 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/energia_eolica/energia_eolica.htm> Acesso em: 11/05/10

ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO DO PARANÁ 2009 APEP. Disponível em: <[http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas do Potencial Eolico do Estado do Parana.pdf](http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20do%20Estado%20do%20Parana.pdf)> Acesso em: 11/05/10.

ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO 2001. APEB. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm> Acesso em: 11/05/10.

BARBIERI, E.; J.T. MENDONÇA & S.C. XAVIER. **Distribuição da batuíra-de-bando (*Charadrius semipalmatus*) ao longo do ano de 1999 na Praia da Ilha Comprida.** Notas técnicas Facimar, Itajaí, 4: 69-76. 2000.

BAUTISTA, E. A. L. **A distribuição generalizada de valores extremos no estudo da velocidade máxima do vento em Piracicaba.** Dissertação (Mestrado) – Departamento de Estatística e Experimentação Agrônômica, Escola Superior de Agricultura “Luiz Queiroz”. Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2002.

BERG, J.; FURULIND, J. **Feasibility Study for a Wind Power Project in Sri Lanka.** Royal Institute of Technology. Estocolmo, Suíça. 100 p. 2008.

BIGARELLA, J.J.; BECKER, R. D.; MATOS, D. J.; WERNER, A. **A serra do mar e a porção oriental do Estado do Paraná: um problema de segurança ambiental e nacional; contribuição à geografia, geologia e ecologia regional.** Curitiba, Secretaria de Estado do Planejamento do Paraná, Associação de Defesa e Educação Ambiental. 248 p., 1978.

BLESSMANN, J. **O vento na engenharia estrutural.** Porto Alegre: Ed. Universidade / UFRGS, 1995.

BRANDINI, F.P.; MORAES, C.L.B.; THAMM, C.A. 1989. **Shelf break upwelling, subsurface maxima of chlorophyll and nitrite, and vertical distribution of a subtropical nano-microplankton community off Southeastern Brazil.** In: BRANDINI, F.P. (Ed.) *Memórias do III Encontro Brasileiro de Plâncton*. Curitiba. 190 P.

BRANDINI, F.P. 1990. **Hydrography and characteristics of the phytoplankton in shelf and oceanic waters off Southeastern Brazil during winter (July/August 1982) and summer (February/March 1984).** *Hydrobiologia*, 196:111-148.

BRUNI, C. D.; SOUZA, L. G. M.; **Otimização de Sistema de Bombeamento com Energia Eólica. Sistema de Bombeamento de São Gabriel-BA.** Natal. 89 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 2007,

CAMARGO, R.; MARONE, E. . **Comportamento do vento de superfície em Pontal do Sul (PR, Brasil) - Análise preliminar.** In: VI COLACMAR - Congresso Latinoamericano de Ciencias del Mar, 1995, Mar del Plata. VI COLACMAR - Congresso Latinoamericano de Ciencias del Mar, 1995. v. 1. p. 63-63

CAMARGO, R.; MARONE, E; GUIMARÃES, M. R. F.; PRATA JUNIO, V. P.; KLINGUEFUSS, M. S. **Caracterização física das condições oceanográfica, meteorológicas e costeiras das zonas estuarinas da Baía de Paranaguá.** In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE CIÊNCIAS DO MAR, 6., Mar Del Plata, Argentina. Resumos. P. 129. 1995.

CPTEC/INPE - Centro de Previsão de Tempo e Estudo Climáticos / Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais –. 2010. El Niño e La Niña. Disponível em: < <http://enos.cptec.inpe.br/> > Acesso em: 22/10/2010.

DALMAZ, A. PASSOS, J. C.; BEYER, H. G. **Estudo do potencial eólico e previsão de ventos para a geração de eletricidade em Santa Catarina**. 175 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Santa Catarina: Florianópolis, 2007.

DANISH WIND TURBINE MANUFACTURES ASSOCIATION. **Guided Tour on Wind Energy. The Power of Wind: Cube of Wind Speed**. 2003. Disponível em: < www.windpower.dk/es/tour/wres/enrspeed.htm > Acesso em: 13/07/2010.

DELONG, J. T.; WESTGATE, Z. J. **Geotechnical Considerations for offshore wind turbines**, 2005. Disponível em < <http://www.usowc.org/pdfs/GeotechOffshoreFoundations-MTC-OWC.pdf> >. Acesso em: 09/06/10.

DHN - DIRETORIA DE HIDROGRAFIA E NAVEGAÇÃO. Carta Náutica nº1820 modelo raster. 2008. Disponível em: < http://www.mar.mil.br/dhn/chm/cartas/download/cartasbsb/cartas_eletronicas_Internet.htm > acesso em 19/10/10.

DUTRA, R. M. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao marco regulatório do setor eólico brasileiro**. 2001. 309 f. Dissertação (Mestrado) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

EIA - ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual Energy Review 2005**, n. DOE / EIA-0384 (2005). Disponível em: < www.eia.doe.gov >. Acesso em: 13/08/2010.

EWEA - EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. Wind Force 12: A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020, 2005. Disponível em: < www.ewea.org/index.php?id=30 >. Acesso em: 17/08/2010.

ESTADES, N. P. **O Litoral do Paraná: entre a riqueza natural e a pobreza social**. Desenvolvimento e Meio Ambiente, Curitiba, n.8, p. 25-41, jul./dez. 2003.

ENGEMIN ENGENHARIA E GEOLOGIA LTDA. **Estudo de Impacto Ambiental do Porto de Paranaguá**, 2004. (EIA/PARANAGUÁ). Disponível em: < http://www.colit.pr.gov.br/arquivos/File/vol_III_analise_integ.pdf >. Acesso em: 08/06/2010

FEITOSA, E. A. *et al.* **Projeto e operação da primeira turbina eólica de grande porte do Brasil / Ilha de Fernando de Noronha**. In: VI Congresso Brasileiro de Energia. Energia para o Desenvolvimento Sustentável. Rio de Janeiro: Fórum de Ciência e Cultura , 1993.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Report 2009..** Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?id=167>> Acesso em: 11/05/10.

GOLDEMBERG, J. **The Case for renewable Energy. Renewables 2004** Conference. Bonn. Disponível em: < <http://www.renewables-bonn-2004.de/pdf/tbp/TBP01-rationale.pdf> > Acesso em: 20/05/10.

HARARI, J. & CAMARGO, R. **Simulação da propagação das nove principais componentes de maré na plataforma sudeste brasileira através de modelo numérico hidrodinâmico**. Bol. Inst. Ocen – USP. P 35-54. 1994.

HASSAN, G. **Design Methods for Offshore Wind Turbines at Exposed Sites**. Disponível em: < http://www.offshorewindenergy.org/reports/report_020.pdf > Acesso em: 09/06/10.

HELIMAX ENERGY INC. **Analysis of future offshore wind farm development in Ontario**. 2008. Disponível em: < <http://www.waterkeeper.ca/documents/2008-11-Helimax2008.pdf> >. Acesso em: 09/06/10.

IBGE. **Manual Técnico da Vegetação Brasileira**, 1992. Disponível em: < <http://biblioteca.ibge.gov.br> >. Acesso em: 08/06/10.

IBGE. **Dados públicos do Município de Pontal do Paraná, 2009**. Disponível em: < <http://www.ibge.gov.br/municipios/tabelas.php?codmun=1995&uf=41&descricao=Pontal%20do%20Paran%C3%A1> >. Acesso em: 19/10/10.

KROHN, S. **Wind Energy Reference Manual**. 2003. Disponível em: < www.windpower.org/en/stat/units >. Acesso em: 08/06/10.

LACERA, L. N.; XIBERTA, B. J. **Estúdio de viabilidade para la implantación de um parque eólico en lá Sierra de Bodenaya: Salas (Asturia)**. In: XII Congresso Ibérico e VII Congresso Ibero Americano de Energia Solar, 2004, Vigo, Espanha. Anais. v. 2, p. 1235-1240.

LAMOUR, M. R. **Dinâmica Sedimentar do Canal da Galheta, Via de acesso ao Porto de Paranaguá – PR**. Curitiba. 100 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Universidade Federal do Paraná. 2000.

LAMOUR, M. R.; CARRILHO, J. C.; SOARES, C. R. **Mapa dos parâmetros texturais dos sedimentos de fundo do Complexo Estuarino de Paranaguá – PR**. Bolet. Paraná. de Geociências. n. 55, p. 77 – 82. 2004.

LAMOUR, M. R.; ANGULO, R. J.; SOARES, C. R. **Bathymetric evolution of critical silting sectors on Galheta channel, access way to Paranaguá port, Paraná State – Brazil**. Journal of Coastal Research. 2007 a.

LAMOUR, M. R.; ANGULO, R. J. ; MARONE, E. **Dinâmica sedimentar do Canal da Galheta, via de acesso ao Porto de Paranaguá - PR**. Dissertação (Mestrado). Departamento de Ciências da Terra. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2007 b.

LUCON, O.; GOLDEMBERG, J. **Crise financeira, energia e sustentabilidade no Brasil**. Estudos Avançados, v. 23, p. 121-132, 2009.

LIMA, M. G. P.; MARONE, E.; NOERNBERG, M. A.; JÚNIOR, J. B. P. N.; ÂNGULO, R. J. **Clima de ondas no Estado do Paraná**. VIII Simpósio sobre Ondas, Marés, Engenharia Oceânica e Oceanografia por Satélite – OMAR-SAT. 2009.

MAACK, R. (1981). Geografia Física do Estado do Paraná. 2 ed. Rio de Janeiro: 442p

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy: Theory, Design and Application**. England: Ed. John Wiley & Sons Ltd, 2002. 577 p.

MARONE, E; MANTOVANELLI, A.; NOERNBERG, M. A.; KLINGENFUSS, M. S.; LAUTERT, L. F. C.; PRATA JUNIOR, V. P. **Caracterização física do complexo estuarino da Baía de Paranaguá**. Pontal do Sul: UFPR. v. 2. Relatório Consolidado do convênio APPA/CEM. 1997.

MARTÍNEZ, C. **Principios de conversión de la energía eólica**. In: Amenedo, J.L.R.; Gómez, S. A.; Díaz, J. C. B. Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Madrid: Rueda, 2003,p.27-96.

MARTINS, V. L. M.; WERNER, L.; PINTO, F. T. **Uso da Simulação de Monte Carlo para Avaliação da Confiabilidade de um Produto**. XIII Simpósio de Administração da Produção, Logística e Operações Internacionais. SIMPOI 2010. Itapeva – SP. 2010.

MATSUURA, Y. (1986). **Contribuição ao estudo da estrutura oceanográfica da região sudeste entre Cabo Frio (RJ) e Cabo de Santa Marta Grande (SC)**. Ciência e Cultura 38 (8): 1439-1450

MATTUELLA, J.M.L. **Fontes Energéticas Sustentáveis: um estudo sobre a viabilidade do aproveitamento da energia eólica em três localidades no RS, 2005**. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MESTRE, L. A. M.; MORAES, V.S.; KRUL, R. **Mangrove Bird Community of Paranaguá Bay – Paraná, Brazil**. Brazilian Archives of Biology and Technology. Vol 50, n. 1: pp. 75-83, January, 2007.

MIGUEL, A. R. F.; ROSSI, L. A. **Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica usando dados em microescala de estações climatológicas no Estado de São Paulo**. 133 f. Dissertação (Mestrado em Planejamentos de Sistemas Energéticos). Universidade Estadual de Campinas. Campinas: Unicamp, 2004.

MILLAIS, C. **Relatório Wind Force 12: segurança global a partir do vento**. Revista ECO 21, Rio de Janeiro, n. 104, julho 2005.

MILLAIS, C.; TESKE, S. **Wind Force 12: A blueprint to achieve 12%of the world's electricity from power by 2020**. 2005. Disponível em: < www.gwec.net >. Acesso em: 11/05/10.

MIRSHAWKA, V. **O modelo de Weibull e aplicações à confiabilidade**. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Matemática e Estatística, Universidade de São Paulo, São Paulo.1979.

MOLLY, J. P. **Wind energie in Theorie und Praxis**. Deutschland: Verlage f. Müller, 1990.

MOLLY, J. P. MEASNET: **Network of European measuring institutes**. DEWI Magazin, n.12, p. 75-79. 1998.

NOERBERG, M. A. **Processos Morfodinâmicos no Complexo Estuarino de Paranaguá – PR – Brasil: Um Estudo a Partir de Dados in Sítue LANDSAT – TM**. Curitiba. Tese (Doutorado em Geologia). Universidade Federal do Paraná. 2001.

OFFSHORE-WIND. **Foudations for wind turbines**. Dinamarca, 2010. Disponível em: < <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=10236&L=1> > Acesso em: 20/09/10

PARANÁ MAR & COSTA. **Subsídios ao Ordenamento das Áreas Estuarina e Costeira do Paraná**. Programa Nacional de Meio Ambiente – PNMA II. Curitiba – Paraná. 2006.

PASSOS, J. C. **Rotor eólico Darrieus: um estudo experimental**. 1984. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro.

PETRY, A. P.; MATTUELLA, J. M. L. **Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o “software” livre Alwin**. 2007. Disponível em: < http://www.google.com.br/#hl=pt-BR&source=hp&q=Deutsches+windenergie+-+institut.+Potencia+extraida+por+uma+turbina+e%C3%B3lica+1998&btnG=Pesquisa+Google&aq=f&aql=&aql=&oq=Deutsches+windenergie+-+institut.+Potencia+extraida+por+uma+turbina+e%C3%B3lica+1998&gs_rfai=&fp=cadf759671db4b5e > Aceso em: 18/05/2010.

PIMENTA, F. M.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. **Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil**. Renewable Energy, v. 33, p. 2375-2387, 2008.

PORTOBRÁS. **Relatório de apresentação das medições meteorológicas observadas em Pontal do Sul, Paranaguá – PR, período set. 1982 a dez. 1986**. Rio de Janeiro: INPH. 189 p.

POUL LA COUR MUSEUM. Poul la Cour. 2003. Disponível em: < www.poullacour.dk/engelsk/cour.html >. Acesso em: 22/08/2010.

PROGRAMA DE INCENTIVO ÀS FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA ELÉTRICA 2004. PROINFA. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa> > Acesso em: 11/05/10.
REPOWER. 5M Image Brochures, 2004. Disponível em: < www.repower.de > Acesso em: 23/07/10.

ROHATGI, J.; BARBEZIER, G. **Wind turbulence and atmospheric stability: Their effect on Wind turbine output**. Renewable Energy. v. 16, p 908-911, 1999.

SÁ DA COSTA, A. **Energia eólica: Onde estamos e o que falta**. APREN Energias Renováveis. Lisboa. Portugal. 2005. Disponível em: <

http://www.cfn.ist.utl.pt/conf_energia/files/DB_1_SPF%2023%20Nov%2005.pdf > Acesso em: 20/09/10.

SALES, A.C.N. **Metodologia de análise de risco para a avaliação financeira de projetos geração eólica, 2004.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Programa de pós-graduação de engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro – RJ.

SAN MARTÍN, J. J.; ROMERO, D. ; ROMERO, E. ; ZUAZUA, J. ; APERRIBAY, V.; SAN MARTÍN, J. I. ; ARRIETA, J. M.; MARTÍN, I. **Generation and store of aeolian energy in form of Hydrogen using multipole aeolian generators.** Department of Electrical Engineering. Department of Graphic Expression and Engineering Projects. University of Basque Country, Eibar.2004. Disponível em:< <http://www.icrepq.com/full-paper-icrep/219-SAN-MARTIN.pdf> >. Acesso em 13/05/10.

SILVEIRA, J. D. Morfologia do Litoral. In: AZEVEDO, A. **Brasil: A Terra e o Homem.** São Paulo. Ed. Nacional. Vol. 1. 1964.

THOMSEN, K; SORENSEN, P. **Fatigue loads for wind turbines operating in wakes.** Journal of wind engineering and industrial aerodynamics. v. 80, p. 121-136, 1999.

USDOE – U. S. DEPARTMENT OF ENERGY. **Wind Power – Today & Tomorrow.** 2003. Disponível em: < www.nrel.gov/docs/fy04osti/34915.pdf >. Acesso em: 19/08/2010.

US ARMY CORPS OF ENGINEERS. **Hydrodynamic Effects on Offshore Wind Turbine Support Structures.** Disponível em: < <http://www.nae.usace.army.mil/projects/ma/ccwf/app3b.pdf> >. Acesso em 09/06/10.

VEIGA, F. A.; ANGULO, J. A.; MARONE, E. **Processos morfodinâmicos e sedimentológicos na plataforma continental rasa paranaense.** Dissertação (Doutorado). Setor de Ciências da Terra. Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2006.

VIEIRA DOS SANTOS, A. (1850). **Memória histórica da cidade de Paranaguá e seu Município.** Curitiba: Publicação da Secção de História do Museu Paranaense (1951). 2 v.

WindPRO. *Software* de geração eólica. EMD International A/S. 2010. Disponível em: < <http://www.emd.dk/WindPRO/WindPRO%20Modules,%20basis> > Acesso em: 31/10/10.